

责任编辑 王启



美国麻省理工学院跨学科研究项目

电
网
的
未
来

电网的未来

The Future of the Electric Grid

美国麻省理工学院 著
中国南方电网云南电网公司 译



中国水利水电出版社

 中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

美国麻省理工学院跨学科研究项目

电 网 的 未 来

美国麻省理工学院 著

中国南方电网云南电网公司 译



中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

图书在版编目 (C I P) 数据

电网的未来 / 美国麻省理工学院著 ; 中国南方电网
云南电网公司译. -- 北京 : 中国水利水电出版社,
2013. 5

书名原文: The future of the electric grid
ISBN 978-7-5170-0921-4

I. ①电… II. ①美… ②中… III. ①电网—研究报
告—美国 IV. ①TM727

中国版本图书馆CIP数据核字(2013)第113176号

书 名	电网的未来
作 者	美国麻省理工学院 著
出版发行	中国南方电网云南电网公司 译 中国水利水电出版社 (北京市海淀区玉渊潭南路1号D座 100038) 网址: www.waterpub.com.cn E-mail: sales@waterpub.com.cn 电话: (010) 68367658 (发行部)
排 版	北京志合恒信科技有限公司
印 刷	北京荣泰印刷有限公司
规 格	215mm×280mm 16开本 17.5印张 340千字
版 次	2013年5月第1版 2013年5月第1次印刷
印 数	0001—5050册
定 价	68.00元 (不作销售, 免费赠阅)

凡购买我社图书, 如有缺页、倒页、脱页的, 本社发行部负责调换

版权所有·侵权必究

《电网的未来》翻译工作委员会

主 任：廖泽龙

副 主 任：王 文 庞骁刚

翻译工作组组长：唐 敏

翻译工作组成员：班丽娜 许宇晓 金 枚 陈茜楠 段一雄

此系列的其他研究报告有：

核电的未来（2003）

地热能的未来（2006）

煤的未来（2007）

核电的未来（修订版）（2009）

天然气的未来（2011）

核燃料循环的未来（2011）

也可在线访问以下网址查阅本报告：

<http://web.mit.edu/mitei/research/studies/the-electric-grid-2011.shtml>

Copyright © 2011 Massachusetts Institute of Technology

ISBN 978-0-9828008-6-7

序

21 世纪以来，全球化使世界经济发生了翻天覆地的变化，能源对世界经济的影响日益重大和深远，世界格局也随着能源的发展而悄然变化。人类在应对气候变化的进程中，已然意识到能源发展对未来全球治理的重要作用。近年来，可再生能源和电动汽车的兴起使新一轮能源革命的序幕逐渐拉开。为应对新的变化和挑 战，美国能源部于 2003 年 2 月发布了 2030 年电网发展规划，首次提出“智能电网”的概念，并积极探索为整合多元化的电源资源与用户需求而构建适应未来社会和家居生活的智慧型电网，以推动人类在充分享受电力带来美好生活的同时，使电力生产、传输和消费更加和谐地融入整个经济社会的可持续发展之中。

自 2003 年起，世界著名的美国麻省理工学院组织开展了“未来”系列能源研究项目，迄今已完成七项研究报告，提出了诸多积极有益的意见和建议。《电网的未来》是该“未来”系列研究中的第六项。该研究团队阵容强大，由麻省理工学院的著名教授、研究人员共 25 人组成，还聘请了 19 位包括前美国国会议员和美国电力研究院、美国联邦能源监管委员会、微软公司、通用电气公司、ABB 集团、西班牙伊巴杜拉

(Iberdrola S.A.) 公司、美国电力公司、新英格兰独立系统运营商等来自政府、研究机构、电力公司、制造企业的美国国内外专家组成咨询委员会，历时半年多，于 2012 年初完成了这一内容丰富且颇具前瞻性的关于未来 20 年电网发展的研究报告。

该研究报告全面、客观地描绘了美国电网的现状，着眼于应对未来 20 年电网面临的机遇和挑战，在整合、评价现有知识的基础上进行数据分析和专题研究，从而提出通过新技术应用、重要数据收集与共享、政策调整等手段促进电网更加智能、高效、可靠、绿色。该研究包括系统运行、波动性能源并网、电网扩展、分布式发电、电动汽车、配电系统、电力需求及网络安全等内容，既涉及技术创新，又涵盖了政策与监管等管理范畴。云南电网公司组织翻译并出版该研究报告，希望能为广大电力从业人员提供有益的参考。



翻译说明

《电网的未来》研究报告于 2012 年初完成并正式发布后，云南电网公司国际合作部就积极与美国麻省理工学院联系该研究报告的翻译工作，随即得到授权和同意，并于 2012 年 5 月正式启动该研究报告的翻译工作。此外，在 2012 年 8~9 月中国南方电网公司与美国哈佛大学肯尼迪学院联合举办的南方电网公司首期高级管理人员哈佛培训项目中，《电网的未来》研究团队联合主席、美国麻省理工学院约翰·卡萨金教授受邀作为主讲人之一，为培训班学员进行了“电网的未来”专题授课，并将该研究报告作为培训班学员的阅读材料之一。因此，该研究报告的翻译工作从一开始就得到了中国南方电网公司及云南电网公司领导的高度重视和关心。

《电网的未来》的主要编译工作系在云南电网公司国际合作部的牵头指导和云南省翻译协会电力分会的大力支持与协作下，组织云南电网公司内部有关人员，共同协作并历时半年多时间完成的。在该研究报告译校过程中，还得到了云南电网公司生产技术部、计划发展部、工程建设部、系统运行部、市场营销部、信息部和电力研究院及昆明供电局等部门和单位专业技术人员的积极参与和大力支持，给我们翻译工作组提出了许多有益的专业意见和建议，谨在此表示衷心感谢。

为保护《电网的未来》原作和译作的知识产权，我们与美国麻省理工学院正式签署了“《电网的未来》版权使用许可协议”。在此，我们衷心感谢麻省理工学院给予我们翻译该研究报告

的授权，我们将严格遵守麻省理工学院提出的相关要求，并在遵守《中华人民共和国著作权法》等相关法律、法规的前提下，使用该研究报告。

本研究报告的翻译工作情况如下。

审定：廖泽龙

审核：王 文 庞骁刚

译校和统稿：唐 敏 段一雄

翻译：前言和致谢、摘要：唐 敏

第 1 章、第 2 章、附录：班丽娜

第 3 章、第 4 章、第 5 章、第 6 章：

金 枚

第 7 章、第 8 章：许宇晓

第 9 章：陈茜楠

由于该研究报告中文译稿达 34 万字，翻译工作量大、难度较高、时间颇紧，且翻译人员均利用业余时间进行翻译和校对，加之自身专业水平所限及对美国电网发展情况的生疏，而原文中又涉及大量当前最新的术语和词汇，译稿中错漏之处在所难免，敬请领导、专家和有关技术人员不吝赐教，给我们提出宝贵而富有建设性的意见和建议。

该研究报告在使用过程中如有任何疑问或疑问，请及时与云南电网公司国际合作部联系。

联系电话：0871-63018026, 13888079698

电子邮箱：blnyn@163.com

《电网的未来》翻译工作委员会

2013 年 4 月

版权声明

《电网的未来》系美国麻省理工学院(MIT)研究团队于2012年初完成的“未来系列”能源研究项目中第六项研究报告“The Future of the Electric Grid”(以下简称“原作”)之中文翻译文稿。经云南电网公司与美国麻省理工学院(MIT)“The Future of the Electric Grid”研究团队协商,双方于2013年2月签署了关于授予云南电网公司将该研究报告翻译为中文版的“《电网的未来》版权使用许可协议(*The Future of the Electric Grid Copyright License Agreement*)”(以下简称协议)。根据该协议,现就“The Future of the Electric Grid”之中文译稿《电网的未来》(以下简称译作)之版权事项声明如下。

1. 译作来源于美国麻省理工学院(MIT)研究团队的英文原作,所有原创作者、原始资料版权均归MIT所有。

2. MIT许可云南电网公司将其原作译成中

文,并对云南电网公司翻译的中文译作进行了审核,其文字内容准确性已获得MIT认可,准予正式印刷发行。

3. 中文译作的版权归云南电网公司所有,云南电网公司可以在非商业目的和非营利条件下在全世界范围以任何媒介形式发布、出版发行和使用该中文译作内容。

4. MIT可以在非商业目的和非营利条件下以任何媒介形式使用该中文译作内容。

5. 中文译作由云南电网公司委托中国水利水电出版社出版发行。

特此声明。

《电网的未来》翻译工作委员会

2013年4月

参与研究人员

研究团队联合主席

JOHN G. KASSAKIAN

麻省理工学院电气工程及计算机科学系教授
原麻省理工学院电磁及电子系统实验室主任

RICHARD SCHMALENSEE

麻省理工学院经济与管理系霍华德·W·约翰逊教授
麻省理工学院斯隆管理学院约翰·海德第三任院长

研究管理

GARY DESGROSEILLIERS

执行主任

TIMOTHY D. HEIDEL

研究主任
麻省理工学院能源先导助理博士后

研究团队

KHURRAM AFRIDI

巴基斯坦拉赫尔管理科学大学科学与工程学院
副教授及沃纳·冯·西门子电力电子学会主席
麻省理工学院电气工程及计算机科学系访问副
教授

AMRO M. FARID

马斯达尔研究院工程系统及管理专业助理教授
麻省理工学院技术与发展项目附属阿联酋研
究员

JERROLD M. GROCHOW

麻省理工学院能源项目附属研究员
原麻省理工学院信息服务与技术副总裁

WILLIAM W. HOGAN

哈佛大学肯尼迪政府学院 Mossavar-Rahmani
商业及政府研究中心
哈佛电力政策组研究主任，全球能源政策
Raymond Plank 教授

HENRY D. JACOBY

麻省理工学院管理系荣誉退休的 Wiliam F.
Pounds 教授

JAMES L. KIRTLEY

麻省理工学院电气工程专业教授

HARVEY G. MICHAELS

麻省理工学院城市研究与规划系研究科学家

IGNACIO PEREZ-ARRIAGA

西班牙科米利亚斯大学电气工程教授
麻省理工学院工程系统部访问教授

DAVID J. PERREAULT

麻省理工学院电气工程及计算机科学系教授

NANCY L. ROSE

麻省理工学院应用经济学系 Charles P.
Kindleberger 教授

GERALD L. WILSON

麻省理工学院电气工程荣誉退休的 Vannevar

Bush 教授，原麻省理工学院工程学院院长

学生研究助理

NABI ABUDALDAH

荷兰 Wageningen 大学, 麻省理工学院访问学生

MINJIE CHEN

麻省理工学院电气工程及计算机科学系

PEARL E. DONOHOO

麻省理工学院工程系统专业

SAMANTHA J. GUNTER

麻省理工学院电气工程及计算机科学系

P. JORDAN KWOK

麻省理工学院工程系统专业

VIVEK A. SAKHRANI

麻省理工学院工程系统专业

JIANKANG WANG

麻省理工学院电气工程及计算机科学系

ANDREW WHITAKER

麻省理工学院工程系统专业

XIANG LING YAP

哈佛大学

麻省理工学院工程系统专业

RICHARD Y. ZHANG

麻省理工学院电气工程及计算机科学系

咨询委员会成员

J. BENNETT JOHNSTON——主席
美国国会议员（已退休）

GEORGE ARNOLD
美国国家标准与技术研究院

LISA M. BARTON
美国电力公司

TROY BATTERGERRY 和 ELIZABETH GROSSMAN
微软公司

WILLIAM W. BERRY
多米尼恩资源公司（已退休）

CLARK GELLINGS
美国电力研究院

ROBERT GILLIGAN 和 LARRY

SOLLECITO
通用电气公司

LAURA IPSEN 和 PAUL DE MARTINI
思科公司

PAUL JOSKOW
阿尔弗莱德·斯隆基金会

ELIZABETH ANNE MOLER

美国联邦能源监管委员会前任主席

STEVEN NAUMANN
美国爱克斯龙（Exelon）公司

PEDRO PIZARRO 和 DAVID MEAD
南加利福尼亚州爱迪生公司

CLAES RYTOFT
ABB 集团

MIGUEL ANGEL SANCHEZ FORNIE
西班牙伊巴杜拉(Iberdrola S.A.)公司

BASEM SARANDAH
耐克森特（Nexant）公司

J.CHARLES SMITH
实用风能一体化集团

SUSAN TIERNEY
分析集团

GORDON VAN WELIE
新英格兰独立系统运营商

STEPHEN G. WHITLEY
纽约独立系统运营商

前言和致谢

一个多世纪以来，电力对美国的经济发展和美国人生活质量的提高作出了重大贡献。美国电网是一项重大成就，它通过 600 多万英里线路和相关设备将发电机组与数百万居民、商业及工业用户可靠并高效地相连，这些线路和设备由 3 000 多家机构设计并管理，而这些机构中有很多是由联邦和州一级的政府进行监管。虽然这个卓越的、由多个系统组成的系统将继续更好地为我们服务，但在未来 20 年内它将面临严峻的挑战，这将要求新技术的智能化应用以及采用更适合的监管政策。

本研究报告旨在综合、客观地介绍美国电网及其未来 20 年内可能面临的机遇与挑战。本报告还着重强调通过政策变化、重点研究及展示、重要数据收集和共享可促进电网应对挑战并抓住机遇的很多重要领域。

本研究是麻省理工学院能源项目“未来”系列的第六项研究。此前的几项研究阐述了关于能源和环境的一系列复杂而重要的问题。此前的研究着重于特定的技术及能源供应，我们的电网研究必须考虑很多技术和多个重叠的物理系统及监管系统。由于这样的研究广度，我们努力集中于现有知识的整合和评价而不是开展原创性研究和分析。此外，本研究之前的研究侧重于对限制碳排放的国家政策的说明，而我们没有做关于未来碳政策举措的假设。取而代之的是，我们主要考虑一系列正在发生的趋势和现有政策的含义。

我们预期本研究报告将对电力行业及政府的广大决策者在指导电网的持续变革中是很有价值的。我们试图提供对关键问题的详细讨论来作为参考，以支持我们的发现和和建议，并根据兴趣和专业知识的满足我们预期的各类读者的需求。同时，对那些对电力行业不够熟悉的读者，我们也有关于电网历史和技术的附录。第 1 章对电网状况、即将面临的挑战和机遇，以及我们的建议进行了概述。为便于选择性阅读，第 2~9 章中各章内容的详细描述可见于各章的简介，各章最后一节汇总并简要讨论了建议。

麻省理工学院 *电网的未来* 研究项目组衷心感谢本研究的资助方：ABB 集团、美国电力公司、Bechtel 基金会、Larry Birenbaum，思科公司、Exelon 公司、通用电气公司，西班牙伊巴杜拉(Iberdrola S.A.)公司、微软公司、美国国家标准与技术研究院及南加利福尼亚州爱迪生公司。除提供经济上的支持外，许多企业及政府资助者还经常协助我们从其员工处获得有关技术及政策问题的详细信息。对此我们深表感谢。

咨询委员会的各位成员花费了大量时间多次参与会议，阅读了本报告之前的多次文稿并提出意见，还使研究组可以接触到他们各自机构内部的专家，回答我们的问题并为研究报告内容作出贡献。我们要特别感谢在咨询委员会主席——参议员 J. Bennett Johnston 先生富有能力和经验的指导下，咨询委员会会议的高效

运作。

除资助方、咨询委员会及其相关机构的其他成员所作出的颇具价值的贡献外，本项目的研究同样受益于与 Lauren Azar、Andrew Bochman、Paul Centolella、Matt Dinsmore、Joseph Eto、Emily Fisher、Richard O’Neill、ArunPhadke，以及 Brattle 集团和美国国家电网公司的大量个人访谈，还有我们在各种会议及行业活动中与不计其数的其他人员的互动交流。

本研究由麻省理工学院能源项目组（MITei）提出并实施。MITei 的负责人 Ernest J. Moniz 教授被选为本研究的联合主席，他帮助我们确定了咨询委员会的成员，并协助吸引

了本研究的资助者。MITei 成员为本项目提供了行政及财务管理方面的支持。此外，我们还要感谢 Melanie Kenderdine、Joseph Hezir、Rebecca Marshall-Howarth、Patricia Connell、Natalie Liang 及 Justin Daniels 的重要贡献。

最后，我们要感谢 Sarah Aldy 对本研究报告的编辑并耐心地与我们的团队一起经历了许多复杂的重复性工作。最终文稿的任何错误是研究组而非编辑或其他任何个人的责任。

最终报告反映了研究组的观点，报告内容仅由研究组负责。咨询委员会及资助方不必要认可或为报告中包含的研究发现及建议负责。

目 录

序

翻译说明

版权声明

参与研究人员

咨询委员会成员

前言和致谢

摘要

第 1 章 挑战、机遇及主要建议	1
1.1 当今的电网	2
1.2 挑战与机遇	10
1.3 主要建议	19
1.4 结束语	25
参考文献	26
第 2 章 加强输电网及系统运行	29
2.1 输电网及系统运行	29
2.2 防止停电	33
2.3 增加输电容量	36
2.4 改善系统运行	42
2.5 结论和建议	45
参考文献	47
第 3 章 波动性能源并网	49
3.1 波动性能源的特性	51
3.2 波动性能源资源及备用容量成本	53
3.3 确保充分的系统灵活性	59
3.4 波动性能源并网	64
3.5 结论和建议	66

参考文献	68
第 4 章 输电扩展	72
4.1 美国输电的发展	73
4.2 输电规划	77
4.3 输电成本分摊	82
4.4 新建输电工程的选址	91
4.5 结论和建议	95
参考文献	98
第 5 章 分布式发电和电动汽车的影响	102
5.1 分布式发电	102
5.2 电动汽车	108
5.3 结论和建议	115
参考文献	117
第 6 章 增强配电系统	120
6.1 配电系统运行中的机会	121
6.2 配电系统的高级计量	125
6.3 试点项目和推广应用面临的挑战	129
6.4 结论和建议	131
参考文献	133
第 7 章 约定电力需求	135
引言	135
7.1 为什么要约定电力需求	137
7.2 当今的需求响应计划	139
7.3 对新增需求约定的预测	146
7.4 减少居民用电消费	151
7.5 扩大需求约定：研究发现	153
7.6 结论和建议	156
参考文献	159
第 8 章 电力企业的监管	162
8.1 监管目标和程序	162
8.2 对监管政策日益增加的挑战	166

8.3 政策应该如何响应	171
8.4 结论和建议	178
参考文献	180
第 9 章 数据通信、网络安全和信息隐私	182
9.1 电网数据通信	184
9.2 电网的网络安全	191
9.3 信息隐私和安全	201
9.4 结论和建议	207
参考文献	210
附录 A 美国电网简史	215
A.1 超越市政的界限	215
A.2 联邦角色的出现	217
A.3 并网和竞争	217
参考文献	221
附录 B 电力系统基础知识	222
B.1 前言	222
B.2 电力基础知识	222
B.3 电力系统的结构	225
B.4 电力系统运行	232
B.5 趸售电力市场	234
B.6 电力系统规划	235
参考文献	237
术语表	238
缩略语	251
后记	255

摘要

美国电网是一个庞大的、将上千个发电商与数百万用户相连的物理网络和人的网络，是一个将在联邦、地区、州、市等各级政府机构的网络中运行的公共及私有企业相联系的系统。在未来 20 年中，电网将面临许多挑战，而新技术也将为我们提供一些宝贵的机遇来应对这些挑战。如未能意识到这些机遇或未能成功应对这些挑战，可能导致可靠性降低、成本大幅增加或一些公共政策目标无法实现。

本研究是麻省理工学院能源项目之“未来”系列的第六项研究，旨在综合、客观地描绘美国电网，识别并分析智能策略发生改变的领域，并进行专题研究、数据分析和共享，以有助于应对电网面临的挑战。本研究主要是对现有知识的整合和评价，而不是开展首创性研究。希望本报告对行业决策者及各级政府在指导电网的必要发展时能显现其价值。

电网面临的最重要的新挑战之一就是需要将更多的可再生能源发电接入电网，以作为对各州及联邦政策举措的回应。而这些发电容量大部分是依赖于太阳能或风能，其出力将随时间不断变化且不能完全对其进行预测，这增加了系统运行对发电与负荷进行实时匹配的难度。选用最佳的资源位置将导致很多可再生能源发电站远离现有负荷中心，从而必须进行输电系统扩展，而这种电网延伸通常采用非常规远距离输电线路。为促进这种电网延伸，现有

的规划流程、成本分摊程序及选址机制均需要进行改变。此外，可再生分布式发电对电网的渗透增强将使配电系统的设计和运行面临挑战，并可能造成用户成本的增加。

如不采取措施，电动汽车对其他正在发生的电力需求变化的渗透增强将增加需求的峰均比，从而进一步降低电力容量的利用率并导致电价上涨。新的计量技术可带来零售电价政策的变化，从而有助于缓解上述问题。分布式发电对电网的渗透增强将使配电系统的设计和运行面临挑战。也许需要新的管理方法来鼓励采用创新的电网技术。

随着传感、通信、控制及电力电子领域的技术进步，产生了一些改善电网性能和提升电网可靠性的机遇。这些技术能提高效率和可靠性，增加出力的利用率，能对紧急情况处理做出更快速的响应，增加输电线路潮流控制的灵活性。如果这些技术能得到恰当的运用并辅以适当的政策，则可有效地应对上述一些挑战。这些技术还能促进大量可再生能源及分布式发电的并网，增强电网瞬时状态的可视性，并可使需求约定成为一种资源。

所有这些新技术都涉及数据通信的增加，从而使标准化、网络安全及隐私保护成为重要的问题。

近年来，政府及行业决策者已采取了一些重要措施来引导美国电网的发展，从而应对上

述挑战和机遇。然而美国电网所有权和监管架构的多样性使政策制定变得复杂，且存在大量制度、监管及技术方面的阻碍，需要采取行动。我们的主要建议可简要总结如下。

(1) 应加强联邦能源监管委员会 (FERC) 在跨州主要输电设施选址方面的权力，以促进边远的可再生能源发电接入电网。

(2) 为应对日益加剧的网络安全威胁，应在包括大电网和配电系统的整个电力行业内，指定一个单一联邦机构负责网络安全的预案、响应及恢复。

(3) 具备先进计量技术的电力公司应开始向反映分时供电成本的用户付费定价机制转

变，从而提升电网效率并降低电价。

(4) 为增强对与分布式发电及储能相关的电力公司及其用户的激励，电力公司应回收不随用电量变化的电网固定成本。

(5) 电力行业应在一些关键领域投资，开展更多的研究和开发，如大电网运行的计算工具、广域输电规划方法、从网络攻击响应到恢复的步骤、实时定价的客户响应模型等，从而使新技术得到有效应用。

(6) 为改进在日益复杂及动态环境中的决策，应汇集并共享更详细的数据，包括大电网、智能电网演示项目的综合结果、效用成本和性能的标准化度量。

第 1 章 挑战、机遇及主要建议

本章是本次研究的概述，并介绍了我们的主要发现和建议。

1.1 节简要描述了电网现有结构及性能，以此作为我们分析的初始条件。读者可参阅附录 A 了解美国电网简史及附录 B 了解电力系统运行的附加信息。

1.2 节简要描述了未来 20 年电网将面临的挑战和机遇：风电及太阳能发电等波动性能源的并网，电动汽车充电问题的解决，如何使配电系统适应于小规模、分布式发电，满足新兴劳动力需求，在变化的条件下充分利用新技术以确保可靠性和效率，对电网中由于数据通信大幅增加而出现的问题进行响应。在研究过程中总结了一些重要成果。

1.3 节通过行业及政府政策响应来组织，对以下所关注的领域提出主要建议：输电系统、配电系统、网络安全及隐私、研究开发、改进数据分析和信息共享的需求。

1.4 节简要说明这些问题的紧迫程度。

被美国国家工程院誉为“20 世纪最高工程成就”^[1]的美国电网，通过总长 600 多万英里的输电及配电线路向超过 1.43 亿的居民、商业及工业用户^[2]提供服务，这些输电和配电线路的产权分别归属于 3 000 多家高度多元化的投资者所有企业、政府所有企业以及合作式企业。^[3]2009 年美国全国一次能源消耗的 41%用于发电，而在 1949 年这一比例仅为 14%。这一比例变化突出说明了电网效率及可靠性对国家的重要性在日益增强。^[4]

电力系统是由相互影响的四个物理要素组成：发电、高压输电、低压配电以及电能消耗或负荷。另外两个相对无形的要素也很重要：保护和控制这些物理要素的运行系统，以及促

成系统发展的监管架构。本研究报告中使用的“电网”一词不仅指连接电源至最终负荷之间的物理意义上的输配系统，也指与之相关的运行、监管架构。附录 A 简要概括了美国电网的历史。

本研究考虑了美国电网未来 20 年的发展。

本研究考虑了美国电网未来 20 年的发展。20 年中足可发生重大的变化，但 20 年尚不足以目前不可预知的技术给电网带来重大影响。^①尽管如此，以历史的标准来看，这有可能是美国电力需求缓慢增长的一个时期，公共政策和多种技术及经济的变化将以挑战性的方式改变电力需求和电力供应。如不改变监管政策和电

^① 这是在 P. L. Joskow 撰写的报告《创建一个更加智能的美国电网》（即将出版的《经济视野月刊》）中对很多问题的一个精辟概述。

网中应用的技术，可能难以维持令人接受的可靠性和电价水平。现有技术可有效应对这些挑战，但前提是对大量的监管政策进行修改，并开展必要的研发，收集和共享重要数据。

美国没有一个全面的国家电力政策，并且各州的监管机制差异较大。

电力系统结构和运行的几个基本特征是：

(1) 总体而言，大量储存电能在经济上是不可行的。新型储能技术的广泛运用及电动汽车的高度普及也许会在将来某一天改变这一点，但估计不可能在 2030 年之前。

(2) 电力系统必须不断变化电力供应量以满足时刻变化的负荷需求及风力和太阳能发电机组等波动性能源的出力变化。为了安全，电力系统建设应考虑足够的容量，以便留有一部分额外容量用以满足预期的高峰负荷。

(3) 电能沿多条输送路径从发电机流向用户，不能精确地控制单一路径上的潮流。

(4) 电网是自然垄断，由于成本很高，在任何区域不允许有多个电网重复覆盖。

(5) 维持供需瞬时平衡的需要限制了输电线路的容量，其他的特性要求对短期系统运行进行集中协调。^①

本章所做的假设基本不需要了解电力系统工作的额外知识，但如果没有更多的背景知识，其后一些章节中的部分内容可能难以理解。读者如想了解更多背景知识或遇到费解的内容，建议参阅附录 B。

1.1 当今的电网

在天然气、公路运输、铁路、航空及电信等政府历来有很深且不断涉足的行业中，联邦政策于 1970 年以后进行了重大改革以如实反映市场情况。与此形成对比的是，虽然电力行业也发生了重大的变化，但联邦政府在 20 世纪 30 年代甚至更早期就建立的政策仍在这一行业发挥着主要作用。欧盟和许多其他国家采用了基于竞争性趸售和零售电力市场以及适应于激励式监管的集中管理网络的综合性新架构。与此不同的是，美国联邦政府主要是在旧政策基础上出台新的政策。

本节我们首先讨论美国电力行业的组织架构。虽然州界并不影响电力的传输，对电力行业的设计或运行也没有自然的作用，但各州的监管者仍拥有相当的权力。美国没有一个全面的国家电力政策，并且各州的监管机制差异较大。

结果是区域间存在本质的差别。有组织的电力趸售市场在有的地区是核心，而在其他地区却不存在。各类公共企业或合作式企业的补贴在一些地区较为重要，而在其他地区则全然不是这样。

接着我们转向讨论电力行业的业绩。虽然在政策体制下的运作未能有助于效率提升，但相对于现有的国际标杆，这个行业已经做得很好了。由于电网目前运行得很好，近期内不可能出现由基本政策改革带来的充分支持。于是我们在很大程度上认为当前的政策体制是理所当然的，但如 1.3 节清楚阐述的，我们认为有必要进行一些政策上的改革以避免由于挑战的

^① 正如我们在后续章节中讨论的，最后这一项要求已涵盖很多政策，包括竞争性电力市场的角色和设计。^[5]

出现而造成电网性能的降低。

1.1.1 结构

从最高层面来说，美国本土的电力系统由三个独立的同步电网组成：东部联网、西部联网和得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT），它们之间仅靠几条小容量的直流线路相连。这三个电网如图 1.1 所示，分别占美国电力销售量的 73%、19%和 8%。^[6]

虽然国家政策支持竞争性趸售市场开放，无歧视地接入输电系统（见图 1.2），但有组织的趸售市场在美国大部分地区并不存在。由于各种原因，关于该问题的讨论不在本研究范围内。尽管如此，这项政策对于输电网仍然意义重大，实施这项政策的地方都形成了具有重要要素的有组织的市场。

图 1.2 显示了有组织的电力趸售市场的地理范围，这些市场是由无电源资产且不服

务于零售用户的独立系统运营商（ISO）或区域输电组织（RTOs）运营的。这些市场覆盖了美国 2/3 的人口，并满足美国 2/3 的电力需求。框 1.1 介绍了这些市场运营的概况。在东南部，传统的垂直一体化模式占主导，而在西部，尤其是在太平洋西北岸，联邦及市政所有的企业和合作式企业在电力行业中发挥着重要作用。

如图 1.3 所示，在这些广大的区域内，有 107 家被称为“平衡机构”的主体，负责特定区域内电力供需的实时平衡。看一下这张地图就很清楚历史带来的重大影响。纽约州、新英格兰地区及得克萨斯州是相互紧密联系的，其各有一个平衡机构，阿肯色州和亚利桑那州各有 8 个平衡机构，而佛罗里达州有 11 个平衡机构。这些差异显然并没有反映供需水平的不同或系统复杂性的差别。

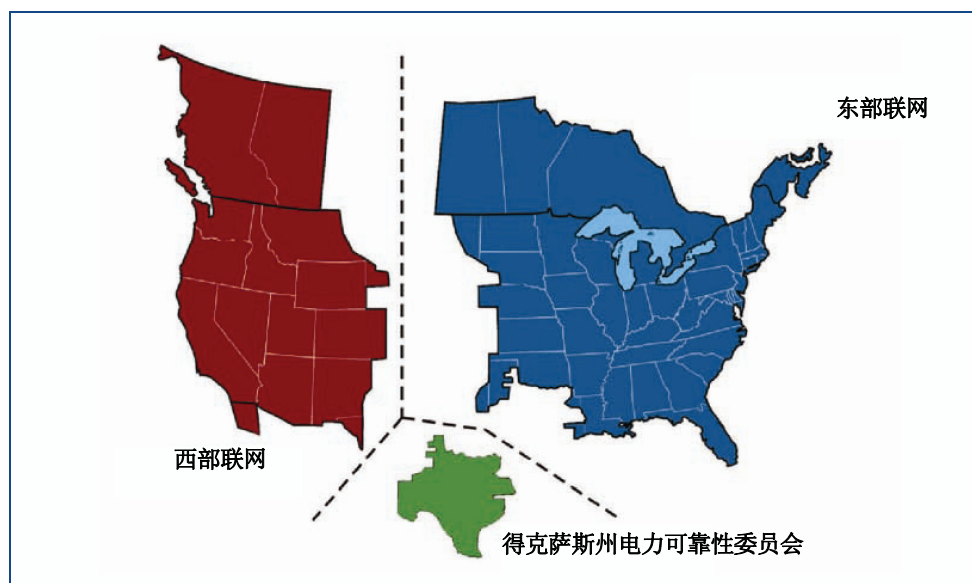


图 1.1 北美电网联网情况

资料来源：美国能源部，http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/NERC_Intercnnection_1A.pdf.

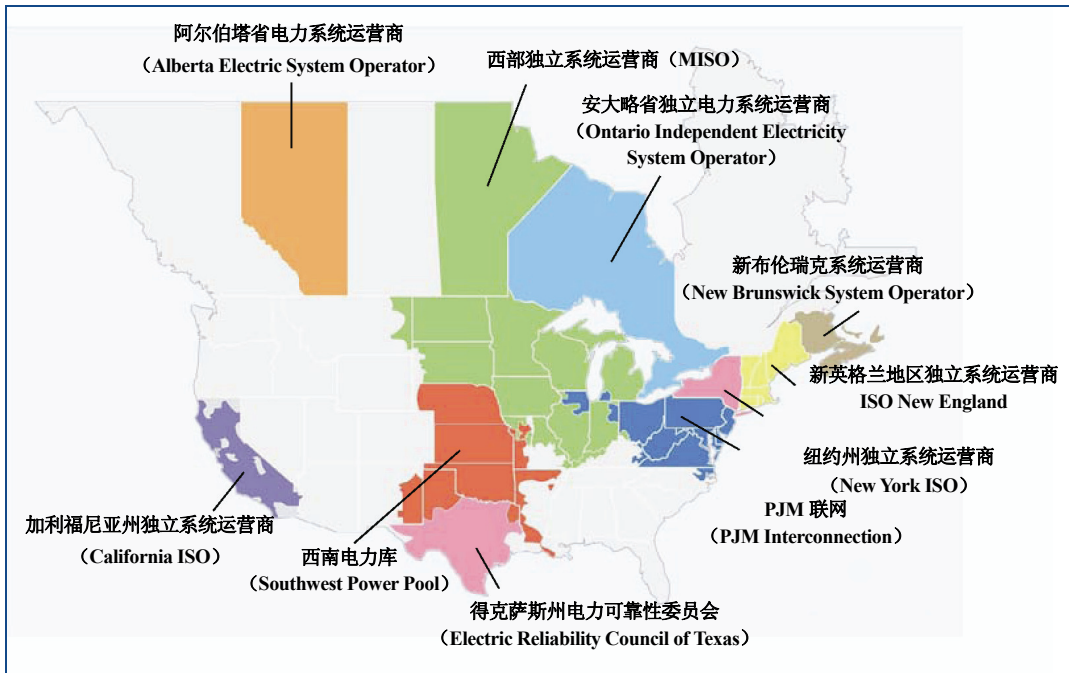


图 1.2 有组织的电力市场区域

资料来源：ISO/RTO 委员会，<http://www.isorto.org>。版权所有：ISO/RTO 委员会。

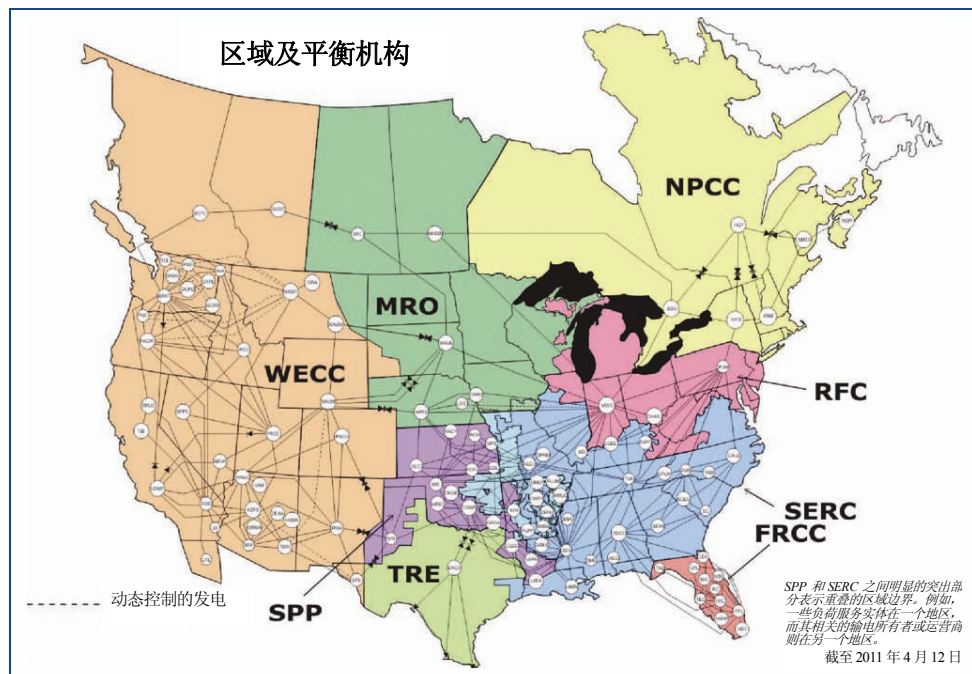


图 1.3 2011 年北美电网中的平衡机构

资料来源：北美电力可靠性公司，http://www.nerc.com/docs/oc/rs/BubbleMap_2011-04-12.jpg。

注：FRCC=佛罗里达可靠性协调委员会；MRO=中西部可靠性组织；NPCC=东北电力协调委员会；RFC=可靠性至上公司；SERC=SERC 可靠性公司；SPP=西南电力库；TRE=得克萨斯区域电力实体；WECC=西部电力协调委员会。

从实际构成上讲，美国电网目前由约 170 000 英里的高压（200kV 以上）输电线路和相关设备，^[7]以及近 6 000 000 英里的低压配电线路组成。^[8]这包括约 2 400 英里 765kV 交流线路，这是运行的美国最高电压等级线路，以及 3 000 多英里的 500kV 直流线路。^[9]目前，有上百个实体拥有部分输电系统或大电网。^[10]

投资者所有的电力公司拥有整个系统的大约 66%，而联邦企业则拥有 14%，剩余部分为其他公共实体（7%）、合作式企业（6%）、独立输电公司（4%）及其他（3%）。美国联邦能源监管委员会（FERC）拥有整个电力趸售及输电电价的管辖权。

框 1.1 趸售电力市场

在美国这些拥有趸售电力市场的地区，独立系统运营商（ISO）或区域输电组织（RTOs）的职责不仅是系统运行，还有趸售电力的财务交割。趸售电力销售开始于一个竞价过程，发电厂以一个特定价格（美元/MWh）报出次日特定时间内拟销售的电量（MWh）。这些报价由 ISO 或 RTO 按升序排列，并称为“堆标（bid stack）”，发电厂根据此顺序被调度发电直至发电量与负荷匹配。所有被调度的发电厂将得到同样的补偿，即“出清价格”（clearing price）——这是最后被调度的电厂的报价。实际操作比这一简单说明要复杂得多，包含要求发电机组启动的时间、由于拥堵或可靠性进行的非经济性调度以及安全限制等参数。一些基荷发电厂，如核电厂，由于关停或重启并网所花费的成本较高，其将会以零报价进行投标，以保证其机组始终可以被调度。在一些负荷较小的情况下，由于关停和重启的成本已超出负电价，则发电厂有可能会以负价格进行投标报价，以确保其机组始终能并网发电。因此，趸售电成本可以在一天中从几乎零电价到接近 1 000 美元/MWh 大幅波动，这取决于负荷和发电机组的状态，尽管这种波

动不会经常发生（相比而言，美国的平均零售电价大约是 100 美元/MWh）。

一些利用可再生能源——主要是风能和太阳能的发电厂的可变成本实际是为零的，它们获得的补贴可以使其按负价格报价，而仍能够收到正补偿。当可再生能源发电厂的零报价降低了市场的出清价格时，它们并未必对社会产生节约，因为真正的可再生能源成本是出清价格加上补贴。

大多数电力交易是通过长期的双边合同进行的，在合同中购电方和售电方同意在一段固定时间内按一个固定价格进行电力交易。电力仍然在实时市场中按上面的描述进行买卖，但合同中售电量的结算是由购售电双方通过辅助交易（side transaction）来进行的，其设定双方进行收付的实时电价。实时电价低于合同电价时，购电方向售电方支付差额，当实时电价高于合同电价时，售电方向购电方支付差额。

除了电能，电力市场还有大量其他的“产品”，对这些产品的处理会因地区不同而有差异。这些产品中包括辅助服务，例如不同类型和容量电力的储备，目的是确保有充足的电力储备以满足未来需要。

美国电网服务于约 1.25 亿居民用户, 1 760 万商业用户及 77.5 万工业用户。^[11]总地来说, 这几类用户各占用电量的 37%、36%和 27%。平均而言, 与居民用户相比, 商业用户每千瓦时的电费约少 8%, 而工业用户约少 40%, 部分原因是因为这些大用户是以高电压等级购电, 从而降低了电力输送成本。

在配电层面, 约有 3 200 个机构向零售用户供电。

在配电层面, 约有 3 200 个机构向零售用户供电,^[12] 近 2 200 个为公有, 其中 6 个为联邦政府所有, 其余为州或市政所有, 但它们仅占售电量的 16%。另外 818 个为合作式企业, 共占售电量的 10.5%。在美国的一些地区, 尤其是太平洋西北岸, 市政所有企业及合作式企业从联邦项目中优先获得低成本电力从而大大获利。仅有 242 个配电实体是投资者所有的, 但它们占了 66%的售电量。它们的零售电价由州公共事业委员会 (PUCs) 来监管。最后, 零售电量中约 7.5%的部分由不提供配电服务的零售电力市场商来供应。

在一些州 (以及欧洲的很多地区), 由于配电公司仍然是配网的所有者及唯一的 (被监管的、合作的或政府所有的) 配电业务供应商, 一些用户可从竞争性零售供电商那里购电。目前, 在 35 个州内只有很少或几乎没有此类零售竞争。有 15 个州和华盛顿特区实施了针对居民用户的活跃的零售选择项目, 但仅在得克萨斯州有超过 15%的居民用户从竞争性供电商处购电。^[13]在同样的辖区范围内, 商业和工业用户可从多家供电商中进行选择, 在至少 9 个州及

华盛顿特区有 60%以上的大型商业用户及工业用户已转向竞争性供电商。^[14]

在发电层面, 2007 年, 美国发电量的 42% 来自于投资者所有的电力公司。^[15]合作式企业及包括田纳西流域管理局 (TVA) 在内的联邦系统各占发电量的 4%, 州及市政一级的公有系统另占 8%。作为附录 A 所述的机构改革的结果, 剩余的 42%由不向零售用户提供服务的独立发电商提供。这些企业主要在有组织的趸售市场区域内运营。

研究发现

由于历史上政策制定的分层及缺乏一个综合的、具备共同愿景的系统结构或功能, 美国电力系统如今是在一种破碎且通常不一致的政策体制下运行。

1.1.2 性能

美国电网通常被大众媒体描述为“老旧”或“破旧”的, 一些技术出版物偶尔也这么描述。^[16]然而, 评价像美国电网这样复杂的系统的性能可不是一项简单的任务。由于地理、增长率及性能检测的定义等方面的差异, 进行国际性比较甚至在美国内部进行比较都是困难的。平均而言, 近来发展较快的电力系统将拥有较新的设备。沿时间进行比较说明不了什么问题, 只能看出由供应商研发所带动的技术先进性。此外, 由于旨在提高效率和可靠性的投资回报日渐减少, 且无论投入多少成本也不可能达到完美无缺, 所以在这些或其他性能范围内, 可能不仅存在投资不足, 还存在投资过度的情况。

衡量输配电系统性能的一个重要指标就是由于输配电线路及其他元件发热导致的电能损耗比例。在美国，随着时间的推移，这一比例明显下降。如图 1.4 所示，输配电损耗从 20 世纪 20 年代后期的 16% 下降到目前不足 7%。^① 这反映出对输配电系统的投资、对更高效变压器及其他设备的开发和推广应用以及采用更高电压等级输电。

图 1.5 表明，美国的损耗与其他系统中有大量老设备的富裕国家的损耗是有可比性的。但此图不能说明与可能的最佳情况相比，美国的损耗是高了还是低了。图 1.5 还显示出，如人们可能预期的，在其他条件等同的情况下，随着人口密度的增长，损耗趋于略微下降。然而，在意大利，由于窃电而导致损耗异常高，而英国的情况表明，由于电网相对陈旧，其他

因素可能通常比人口密度更重要。

衡量性能的另一个重要指标是可靠性。输电电压的提高以及其他很多重大的，但并不太显而易见的技术进步推动了电网可靠性的提升。继电保护能够检测并隔离系统故障。例如，快速重合闸回路断路器及继电保护可使输电线路在故障后不到几秒钟的时间内自动重新带电。避雷器可保护电网免受雷击影响。

由于这些以及其他改进的结果，美国的用户可预期每年有 1.5~2 次停电，且年停电时间为 2~8 小时。^[17] 这与大多数欧洲国家的情况相当，其用户年均停电次数从不到 1 次到最多 3 次的水平。^[18] 美国城市和农村地区的供电可靠性水平差异较大，美国城市地区年平均停电时间介于 30 秒至 5 分钟，而农村地区则为 9 小时至近 4 天不等。^[19]

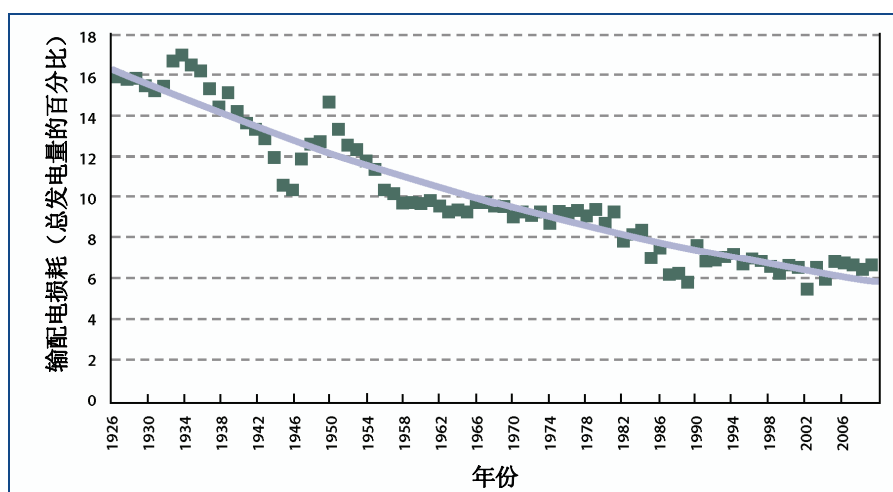


图 1.4 1926~2009 年美国的输电和配电损耗

资料来源：1943 年以前的数据系根据爱迪生电力研究院报告，1943~1951 年间的损耗系采用爱迪生电力研究院的发电量、净购电量、企业用电量、发电厂用电量、对用户的售电量等数据进行计算的。这段时间内的企业用电量和发电厂用电量没有报告，故 1941~1942 年间的采用平均值。1951 年至今的数据是来自美国能源信息管理局的年度能源概览。

① 损耗以产生的电能与输送至用户的电能之差来衡量，因此实践中也包含了被窃的电能损失。当今美国窃电不算严重，但对其他一些国家而言却十分严重。

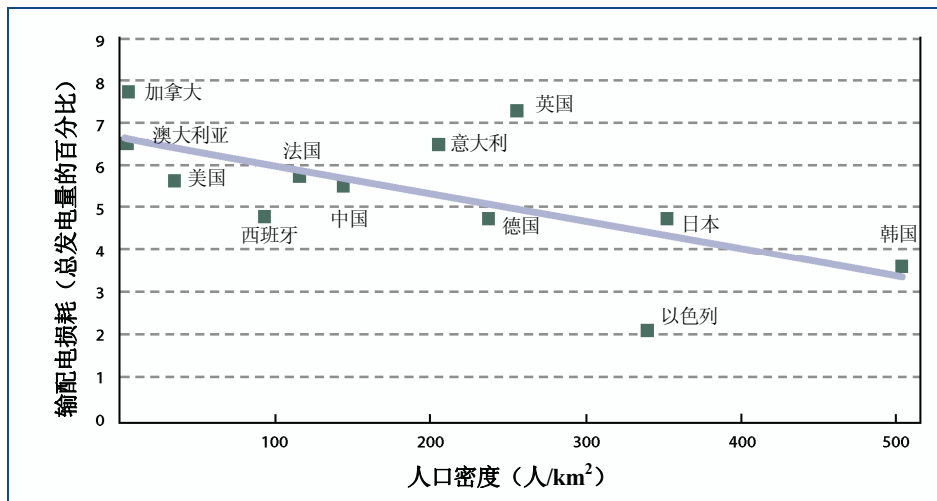


图 1.5 2008 年部分国家的输电和配电损耗

资料来源：世界银行发展指数，<http://data.worldbank.org/indicator>。

然而，停电的数据既不是综合全面的，也不具有一致性。大部分停电发生在配电系统，但美国只有 35 个州要求电力企业向用户报告全部停电影响的数据，而报告的标准和实际情况则各有差异，^[20]因而不可能对不同地域或不同时间的数据进行比较。特别是由于美国各州以及不同国家对于很短时间内停电的处理各不相同，故停电次数无法用于性能比较。这些定义方面的差别对每个用户年停电分钟数的影响不大，但尽管数据不完整，国家环境的不同将明显影响到电网性能。在大功率水平方面，主要干扰及非正常事件的数据自 20 世纪 70 年代以来就已向美国能源部 (DOE) 报告，自 1984 年以来就向负责大电网可靠性的北美电力可靠性公司 (NERC) 报告。然而，这些数据不一致、不完整或没有达到必要的精确度，因此不能被可靠地用于评价大电网随时间变化而发生的可靠性变化情况。^[21]

停电数据既不是综合全面的，也不具有一致性。

图 1.6 对美国 and 几个欧洲国家年停电分钟数进行了比较。在考虑人口密度（与城镇化程度相关）的差异时，美国并没有与其他工业化国家不一致。如果仅考虑减少停电带来的效益以及为此所付出的成本，这种比较并不能表明美国的供电可靠性是否过低、过高或最佳。

研究发现

无法获得可以量化并准确评价美国电网可靠性、尤其是其随时间变化的数据。然而，已获得的数据表明美国电网的可靠性与其他发达国家在同一水平。

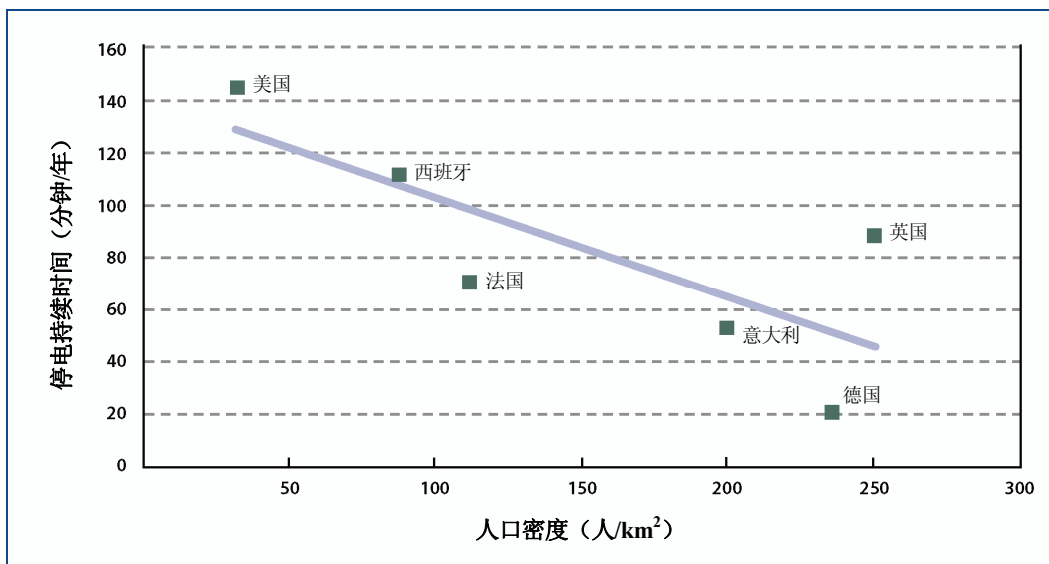


图 1.6 选定国家平均停电时间，2006 年

资料来源：美国可靠性数据：J. H. Eto 和 K. H. Lacomare, *追踪美国电力系统可靠性：对向国家公共事业委员会报告的公共信息的评价*（加利福尼亚州伯克利：劳伦斯伯克利国家实验室，2008 年）；欧洲可靠性数据：2008 年第四次供电质量对标报告（比利时布鲁塞尔，2008 年）；人口密度：世界银行发展指数。

衡量性能的最后—个指标是对新技术的应用以提高生产力。美国电力行业—直以来对研发的投入仅占其收入的很少部分，而主要依靠供应商进行创新。美国电力企业有时也会与供应商联合开展研发活动，并通过成立于 1973 年的非营利性联合体——美国电力研究院（Electric Power Research Institute, 简称 EPRI）参与联合研究。但最近几年，电力企业已从长期的联合项目转向短期的自主专利权项目。^[22]此外，在 20 世纪 90 年代初，几乎占全部非联邦企业研发经费的投资者所有电力企业降低了它们的研发费用，平均研发支出不到其收入的 1%。图 1.7 表明通过美国电力研究院进行联合研发的费用持续降低，企业研发资金的减少在某种程度上反映出，当联邦及各州的政策追求更大的行业竞争时，企业在发生研发费用和监管机构在批准研发费用方面都不太情愿，这种

情况尤其在 20 世纪 90 年代较为突出。

与其他大多数行业相比，电力行业的生产力提升历来相对较快。如附录 A 显示，实际零售价下降直至 20 世纪 70 年代就反映了这一点。后续年代中没有长期的价格下降意味着与其他行业的差距在缩小，但仍然相对占有优势：劳动统计局的数据显示，在 1987~2008 年期间，在发电及供电领域单位劳动力小时的产出以年均 2.4% 的速度增长，而整个私有非农行业的这一数据为 2.1%。^[23]

对生产力进行更宽泛度量的数据似乎并不存在，且进行量化的国际性比较也似乎不可能。从一些供应商处得到的说法表明，近年来美国的电力企业，尤其是投资者所有型企业，与国外的同行相比，不太愿意采用新技术。但没有更好的数据支持，无从对这一差异及其影响进行核实，更无法进行量化了。

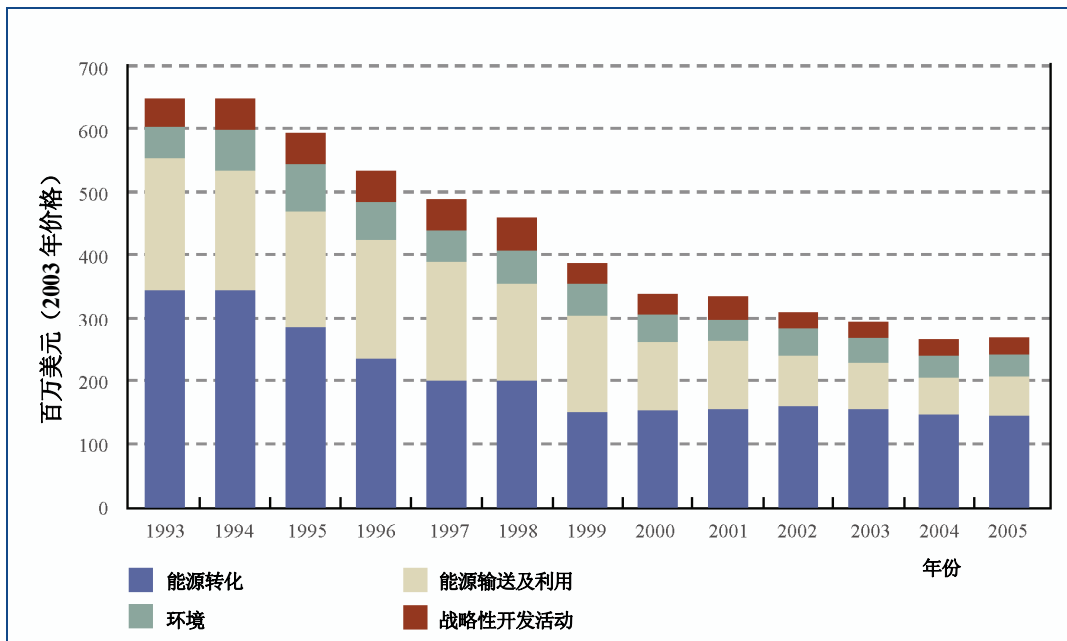


图 1.7 在美国通过电力研究院开展联合研究的情况

资料来源: T. Jamasb 和 M. Pollitt 的“网络工业的自由化和研发: 电力行业的案例” *研究政策* 37 (2008): 995—1008。

1.2 挑战与机遇

虽然今天的美国电网还不算“破旧”, 但如果不直面挑战的话, 过不了几十年系统可靠性及效率就可能大幅下降。本节将简要介绍从现在至 2030 年电网将面临的主要挑战, 可有效应对挑战的技术, 以及应用部分技术而产生的重要挑战。下面所列的研究发现在后面的章节中进一步详细论述。

1.2.1 可再生能源发电

与之前麻省理工学院开展的“未来”系列研究有所不同的是, 本研究没有假设一个限碳的世界。尽管缺乏联邦政府对减少碳排放的广泛激励, 然而, 联邦和各州的补贴及监管制度更青睐于低碳发电技术。从 20 世纪 70 年代后期开始, 联邦政府就通过加速折旧的方式支持可再生能源发展, 尤其是地热能、生物质能、风能及太阳能的应用, 从 20 世纪 80 年代中期

起, 实行生产及投资的税收抵免, 然而这种支持政策与时代并不一致。^[24] 现在所有的州都对可再生能源的投资提供税收抵免或其他激励政策,^[25] 并有 29 个州及华盛顿特区还制定了可再生能源占比标准, 该标准通常要求电力企业从指定的可再生能源吸纳特定比例的电能。

2010 年, 除水电外, 可再生能源占全美发电量的 4.2%,^[26] 但存在较大的地区差异: 例如, 加利福尼亚州除大型水电外的可再生能源占供电量的 13.7%。^[27] 有很多州为可再生能源的发展设定了雄心勃勃的要求: 加利福尼亚州要求到 2020 年, 除小水电外的可再生能源占供电量的 33%。^[28] 能源信息管理局 (EIA) 表明, 虽然对可再生能源的支持没有增加, 但目前的联邦政策到期后仍将延续, 从 2010~2030 年期间, 除水电外的可再生能源将占新增发电的 57%, 风能和太阳能将占非水电增量的一半以上。^[29]

这些技术的两个特点给电网带来了潜在的问题。首先，与其他大多数发电技术不同，风能和太阳能发电机组的输出随时间变化较大，且无法对其进行全面预测。因此，这些技术及其他一些技术被列为“波动性能源”或简称 VER。在未大量接入电网的情况下，波动性能源并没有带来新的问题，但如第 3 章中讨论的以及一些欧洲国家经历的那样，随着接入的增加，需求减去波动性能源的发电量（即须由其他发电机组满足的净负荷）比单独的需求明显有更多的变化并更难预测。如要保持可靠性的同时来应对这种波动性，必须以一定成本对系统及其运行进行改进。^[30] 特别是如第 3 章指出的，虽然随着波动性能源的渗透不断增加，电力系统的灵活性（柔性）变得越来越重要，但今天几乎没有投资激励手段来提高有组织电力市场的电力系统的发电柔性，或使系统能够以柔性的方式运行。

研究发现

由于风能和太阳能发电的渗透加强，研究并运用新机制来激励对电力系统中的柔性发电及柔性运行的投资将变得越来越重要。

其次，许多被看好的风力和太阳能发电站选址点远离主要的负荷中心。如图 1.8 所示，最吸引人的风力资源位于从得克萨斯州经达科

他州向北延伸至加拿大边境的“风带”。美国东西海岸也有丰富的近海风力资源，虽然这些近海风力资源离主要负荷中心更近，但近海风电装置的成本比陆上位置好的风电装置成本要高很多。同样，太阳能发电主要位于几乎没有云的人口稀少的西南部沙漠，如图 1.9 所示。^①

开发这些波动性能源需要建设更多的输电设施，这将导致系统扩建，而化石燃料发电厂或核电站则可建在相对靠近负荷中心的地方。使用长距离输电线路会带来技术上的问题并危害系统稳定性。此外，如第 4 章所解释的，现有的输电规划工具不足以用于广域规划，且现有的成本分摊方法也需要进行改进。

对于跨州的输电设施或由联邦机构管理的美国 30%的土地而言，成本分摊和选址是很容易引起争议的问题。1935 年联邦电力法案使所有输电线路的选址成为各州而不是联邦能源监管委员会（FERC）的事务，跨越由联邦机构管理的地域的线路需要得到那些机构的许可。^② 因此，跨州输电设施的建设需要得到多个州的监管机构，有时还需一个或多个联邦机构的许可。在全国的一些地方，这个过程是由独立系统运营商辖区内的各州凭借以往的合作予以推动的。但总的来说，跨州输电设施选址的特殊困难将给可再生能源发电的高效接入设置障碍。^[31]

① 图 1.9 与集中式太阳能发电有关，这种方式下，直射阳光加热工作液体（传统以来是油），工作液体再被用以产生蒸汽以推动汽轮机。光伏系统对云（散射光）更能耐受，因此在美国南部一条较宽的带状区域运行良好。

② 与 1935 年联邦电力法案形成对比的是，1938 年颁布并于 1947 年修订的天然气法案，赋予联邦能源监管委员会（FERC）的前身进行跨州天然气管道选址的征用土地权。在 20 世纪 30 年代，跨州天然气管道对天然气行业已然重要，而当时跨州电力输送还远未像现在或将来可能的那样重要。

该图显示在海拔 50m 高度预测的年平均风力情况。这是由美国可再生能源实验室 (NREL) 和其他机构编制的高解析度和低解析度数据集的组合。该数据经筛选用以预测因土地使用或环境问题不可能开发为陆上风电的区域。在很多州, 该图上的风力资源在视觉效果上有所加强, 以更好地显示按脊峰线和其他特征进行的分布。

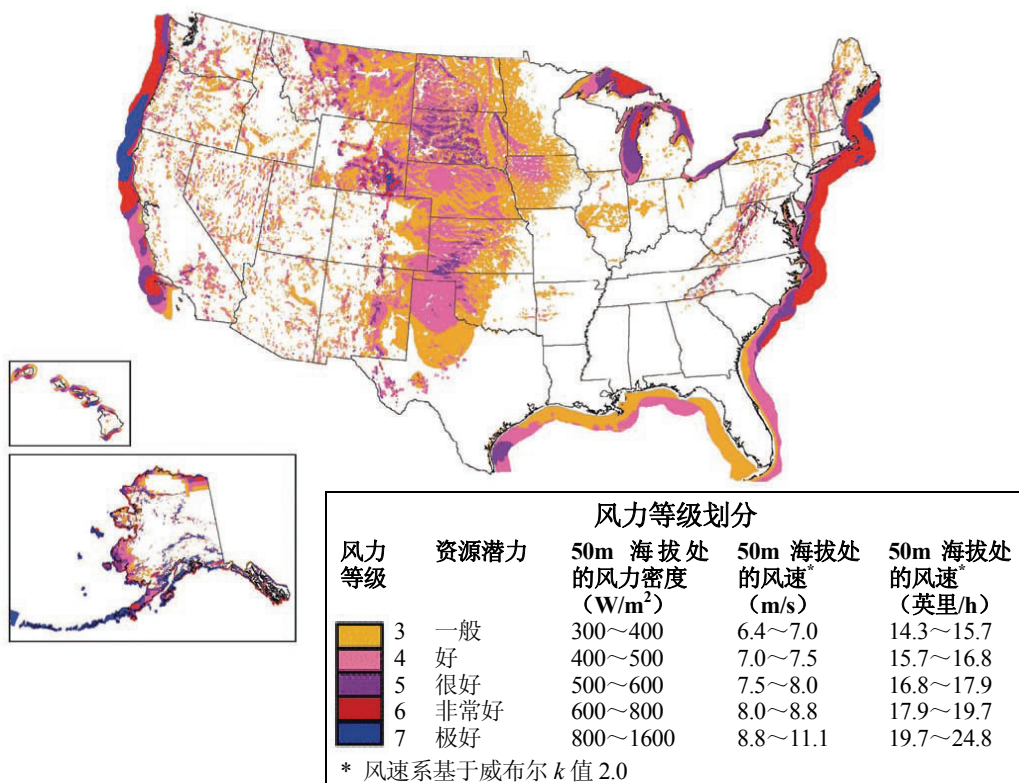
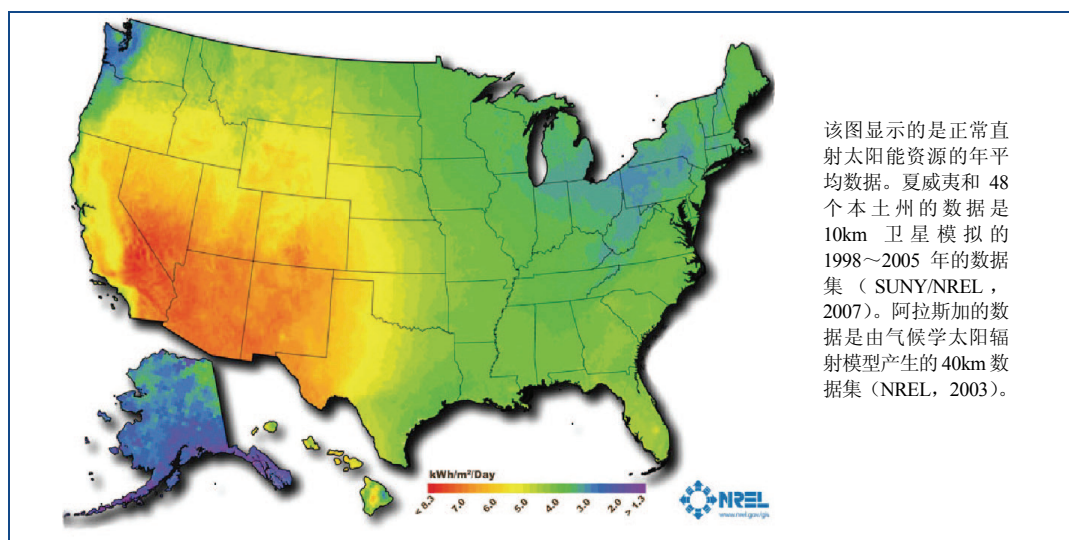


图 1.8 美国风力资源的分布图

资料来源: 该信息由美国能源部下属国家可再生能源实验室编制。该图从国家可再生能源实验室 GIS 网站上采图重印 <http://www.nrel.gov/gis/pdfs/windmodel4pub1-1-9base200904enh.pdf>, 2011 年 11 月 16 日。



该图显示的是正常直射太阳能资源的年平均数据。夏威夷和 48 个本土州的数据是 10km 卫星模拟的 1998~2005 年的数据集 (SUNY/NREL, 2007)。阿拉斯加的数据是由气候学太阳辐射模型产生的 40km 数据集 (NREL, 2003)。

图 1.9 美国集中式太阳能资源的分布图

资料来源: 该信息由美国能源部下属国家可再生能源实验室编制。该图从国家可再生能源实验室 GIS 网站上采图重印 http://www.nrel.gov/gis/images/map_csp_national_lo-res.jpg, 2011 年 11 月 16 日。

跨州输电设施选址的特殊困难将给可再生能源发电的高效接入设置障碍。

研究发现

既要有效增加具备上网规模的可再生能源发电的接入又要保持可靠性，这需要对系统设计及运行进行改进。此外，输电系统扩展规划、设施成本分摊、特别是跨州输电设施选址等流程都需要改变。

1.2.2 电动汽车及更大的需求变动

虽然电力需求增长不可能在未来10~20年成为重要的破坏因素，^①但电力需求已经发生变化且有可能以给系统带来挑战的方式继续变化。首要变化就是在一年中的选定时段电力需求有大幅增加。从以往来看，有几个

因素造成了系统负荷峰均比（ratio of system peak loads to average loads）增长及容量利用率的下滑这一趋势。图1.10表明了纽约和新英格兰地区的这种变化。

为便于比较，图 1.10 以高峰时段需求百分比的形式显示负荷持续曲线。例如，它表明 1980~1984 年期间，纽约和新英格兰地区每年仅有约 1 000 小时，即 11.4%的时间内，需求超过峰荷的 80%。为保障可靠性，电力系统需要有备用容量来满足高峰负荷，所以超过 20%的发电容量（以及大致这一比例的输配电容量）利用时间不足全年的 12%。闲置容量的成本必须由电费支付者承担，在利用率较低的资产建设和维护方面花费越高，电价就越高。

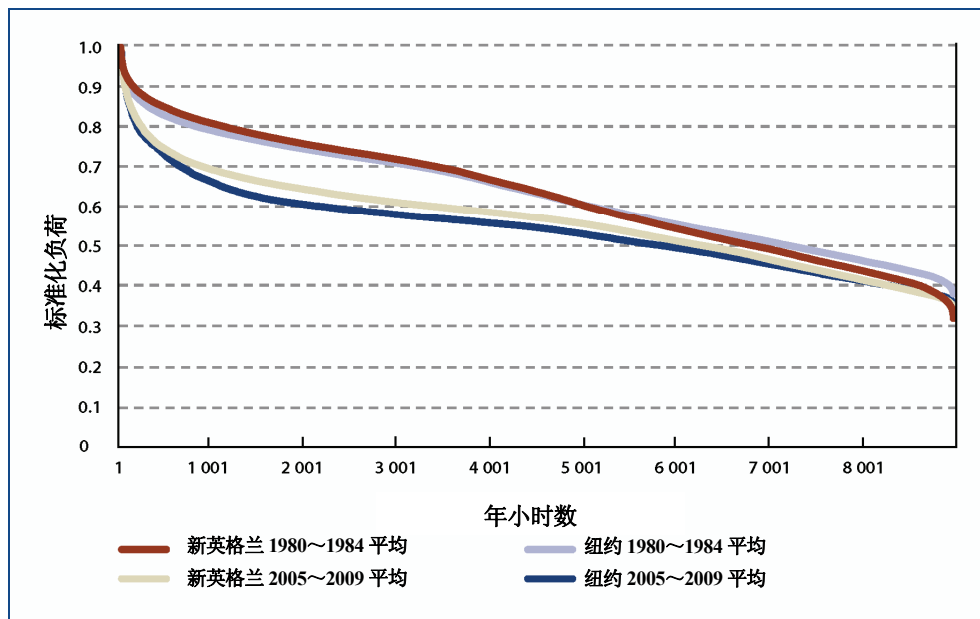


图 1.10 新英格兰地区和纽约的标准化负荷持续曲线图

① 1949~1973 年间，美国的用电以 8.3%的年均增长率增长，系统能够满足需求，仅偶有一点困难。即使 1973 年电价上调，1973~2006 年间的用电仍然以 2.5%的年均增长率增长。与此形成对比的是，能源信息管理局(EIA)的参考案例推测 2010~2030 年期间的年均增长率仅约 0.9%。^[32]

图 1.10 还表明, 在随后的 25 年中, 这一问题更趋严重。在 2005~2009 年间, 纽约和新英格兰地区每年仅有约 1 000 小时需求超过峰荷的 70%, 从而有 30% 以上的容量全年利用时间不足 12%。这一趋势不仅导致由于需要为大部分时间闲置的容量付费而增加平均成本, 还加剧了建设新电站及输电线路的需求, 以及这些电站和线路选址的问题, 因为这些新建设施很可能会经过某户人家的后院。

在 2005~2009 年间, 纽约和新英格兰地区每年仅有约 1 000 小时需求超过峰荷的 70%, 从而有 30% 以上的容量全年利用时间不足 12%。

空调的普及和工业用电市场份额的下降是导致这一问题日趋严重的主要因素。在 1981~2001 年间, 美国拥有空调的家庭比例从 57.3% 上升到 75.5%。^[33] 这一变化导致了夏季最热的日子里最热时段的负荷大幅增加, 并通常达到系统峰值。我们猜测在图 1.10 所示的时期, 这一因素在纽约和新英格兰地区是特别重要的。

第二个因素是工业用电的相对下降, 对其他地区而言, 这一因素可能更为重要。1950~1959 年期间, 工业用户普遍占零售电量的一半。^[34] 工厂通常在一年中连轴转, 所以越重要的工业负荷, 其负荷持续曲线越趋平缓。自 20 世纪 50 年代起, 工业用户的相对重要性持续下降, 到 2000~2009 年期间, 它们仅占零售电量的 28%, 这使得负荷持续曲线更陡。

展望未来, 这些趋势可能还将继续, 且随着插电式混合动力电动汽车及电池式电动汽车的推广, 这些趋势在容量利用方面的负面影响还将

加剧。美国交通系统约 94% 的能源来自于石油, 而一半以上的原油及石油产品依靠进口。^[35] 增加电动汽车的普及通常被视为一种降低对进口石油依赖的具有吸引力的手段。如第 5 章中讨论的, 从全国来看, 虽然普遍预计在现有政策下这些电动汽车的普及将缓慢进行,^[36] 但即使在近期, 也不能忽视这些电动汽车带来的影响。在消费者有环保意识的高收入地区, 电动汽车有望快速实现高普及率。不论何时何地, 当有大量电动汽车使用时, 它们对电网的影响取决于它们何时进行充电。如果每日驾车往返的上班族一回到家就对电动汽车充电, 那么在现有政策下最有可能发生的, 看来就是导致系统峰荷大幅增加, 进而使得图 1.10 所描述的问题更加严重。而另一方面, 鼓励夜间充电的措施可使原本低的需求有所增加, 从而使负荷持续曲线趋向平缓。

研究发现

在没有其他变化的情况下, 电力需求特性的持续变化及电动汽车未来的普及将趋向加快降低电力系统的容量利用率, 转而导致电力成本的增加。

1.2.3 分布式发电

分布式发电作为低碳电源受到现有的州政策及联邦政策的支持, 且这些政策可能将继续实施。在联邦层面, 个人及企业税收激励政策鼓励那些规模小, 且通常接入配网的分布式发电厂。大部分的州都有对分布式发电进行补贴的项目。^[37] 加利福尼亚州对小规模可再生能源发电, 尤其是屋顶太阳能装置实施的上网电价项目, 可能是这些项目中最显而易见的。^[38] 此

外，在 46 个州及华盛顿特区有所谓的“净电量计量”项目，该项目以零售电价而不是趸售成本对终端用户的自行发电进行补偿。^[39]这两个电价间的差价主要是配电（有时是输电）的固定成本，而这一成本通常是由每千瓦时单位收费来弥补的。当某个终端用户增加发电时，系统只是节省了电力趸售成本。然而在净电量计量项目中，终端用户不仅节省了趸售成本，还节省了用于弥补电网固定成本的每千瓦时单位收费。这样，净电量计量项目对所有类型的分布式发电提供了附加补贴，这有可能鼓励不经济的渗透。

对于低层次的渗透，分布式发电仅降低单个变电站的负荷。而对于高层次的渗透，分布式发电可高于变电站的负荷，这将导致产生潮流从变电站流向输电网的这一非常规配电潮流模式。然而，所涉及的系统目前还没有应对这种逆向潮流的设计。事实上，这种情况下会产生高压振荡，这将会损害用户的设备。高层次的渗透还将增加断路器等电力设备的压力，并使配网运行能力变得复杂，尤其是在紧急情况和计划停电时。要实现分布式发电的有效渗透，必须对运行、保护和控制进行额外监测，并制定相应的新标准。要以符合成本效益的方式实现这种渗透，需要由配电公司增加投资，而分布式发电将减少售电量。目前的监管框架并未对这种投资提供足够的激励。

研究发现

分布式发电的高渗透率使配电系统的设计和运行变得复杂。净电量计量方式为分布式发电提供补贴，而电力公司并未获得足够的激励来进行与此相适应的投资。

1.2.4 从业者老龄化

即使没有面临上述挑战，美国电力行业也需要使其从业者年轻化，以维持现有业绩水平。2007 年 11 月美国国家科学基金会举行了这一专题的研讨会，受该研讨会成果的启示，电气与电子工程师学会（IEEE）电力及能源分会成立了美国电力及能源工程从业者联合会（PWC），而努力加强美国电力及能源领域的劳动力。^[40] 在一份被广泛引用的 2009 年 4 月的报告中，PWC 指出在随后的 5 年内，将有大约 45% 的美国电力企业工程师达到退休条件或因为其他原因可以离开工程师岗位。^[41] 一项由能源劳动力发展中心这一行业联盟于 2008 年开展的调查显示，到 2013 年美国电力行业中包括线路工、管道安装工、管道铺设工、工程师、电厂运行人员，以及技术人员等各种技术工种的自然减员率将达到 40%~50%。^[42] 要应对本研究中所讨论的挑战以及实现所讨论的机遇，应超越退休所限，要求行业内的很多专业人员学习新的知识和技能。^[43] 不幸的是，^[44] 由于其他电气工程分支学科越来越受欢迎，且缺乏研究资金支持研究生，大学的电气工程专业在过去几十年中已逐渐萎缩。此外，最近的一项研究表明，在未来 5 年内，美国大学的电气工程教学人员将有约 40% 达到退休条件，有 27% 期望退休。^[45] 难以确切地预测从现在至 2030 年将需要多少新的工程师，在预期的行业需求与实际进入电力工程领域的学生以及培养他们的教学人员这两个通道之间存在重大差异。

由于其他电气工程分支学科越来越受欢迎，且缺乏研究资金支持研究生，大学的电气工程专业在过去几十年中已逐渐萎缩。

所幸的是，行业劳动力面临的这种挑战在过去几年中已引起越来越多的关注。在其他各项努力中，美国电力及能源工程从业者联合会（PWC）已公布一项具体的行动计划，即推荐范围广泛的行业利益相关者。^[46]能源部最近也对52个劳动力培训及发展项目给予了1亿美元的奖励。^[47]这些项目预期将帮助培训30 000名工人并开发各种电力系统教育项目。现在还无法判断这些努力是否足以确保获得合格的技术劳动力，然而在未来的几年中这一问题将继续得到关注。

研究发现

由于从业者老龄化及新兴挑战的特性，电力行业面临技术工人，尤其是电力工程师的近期短缺。这一问题已被普遍认识到，但仍要看作为解决该问题所付出的努力是否足够。

1.2.5 可靠性及有效性方面的技术

电力系统主要通过快速断开出现问题的线路或发电机组处理周期性设备故障。为避免大电网在诸如一台发电机或一条输电线路退出运行等紧急情况下的负面后果，系统运行人员会保持特定水平的备用发电容量及更新的突发事件响应程序。这些措施大部分时候行之有效，当大电网出现问题时用户通常意识不到，用户通常更多看到的是配电系统的故障。例如，一根树枝使一条配电线路掉下来，许多电力公司还不知道维修车应该调往何处，直到有多个用户报告发生了停电事故。

创新的技术可提升运行人员关于输电系统

状态的知识，从而可能实现更加高效和可靠的运行。

如第2章讨论的，创新的技术可提升运行人员关于输电系统状态的知识，从而可能实现更高效和可靠的运行。在输电系统中，相量测量装置（PMU）是功能强大的装置，它提供了有关输电系统状态下频繁的带有时间标记的丰富数据流，系统运行人员可用这些数据预测紧急故障，降低大面积停电的风险，提高系统效率，以及改进系统模式。由于得到2009年颁布的美国复苏及再投资法案的支持，PMU得到广泛应用，但要做的工作是将这些装置与系统联网，将来自系统的数据转换成可付诸行动的信息，并将这些信息用于电网控制。

除了相量测量装置，基于先进电力电子技术的柔性交流输电系统（flexible alternating current transmission system，简称FACTS）装置可对整个大电网的电压及电力潮流提供更强的控制。

柔性交流输电系统及其他新技术可在不增加系统事故风险的情况下，在现有线路上输送更多的电力，而以往增加的效益通常不足以证明相关成本的合理性。越来越高的波动性能源渗透率可能会增加这些技术在输电系统中应用的价值。

由于配电线路比输电线路要长得多，而每条配电线路服务的用户比输电线路要少，且与输电网络相比，配电系统使用的监控设备更基础、更便宜，所以在配电线路上使用这些设备确实是物有所值。如第6章所述，有很多技术可以加强配电系统，包括可以更精确控制电压、对配电线路进行自动重新配置的配电管理系统软件，以及高级量测体系（AMI）。举例来说，AMI即使在没有接到用

户报告的情况下，也可以使系统运行人员检测到停电并判断其原因。

由于在输电系统投资配置监控系统通常比在配电系统配置要更加经济，有很多可利用的技术却未能在配电系统上广泛应用。此外，近年来美国的电力公司及监管机构都趋向避免对不熟悉的技术进行投资，因为这些技术让人感觉没有确定的回报。考虑到未来 20 年配电系统将要面临的新挑战，对其进行一些更新改造和加强当然是恰当的，但由于每个系统是有差异的，因此在选择一项技术时，成本总是一个重要的考虑因素。

此外，如第 6 章所讨论的，各种新兴技术出现，包括高级计量系统在内，可以接收基于实时供电成本的价格信息，并能每隔几分钟就传输用电信息。这就有可能提供实时激励以减

少由于中央空调、电动汽车充电及其他负荷带来的系统峰值，由此可以更有效地利用电网资产，从而降低电价。然而，如第 7 章中所指出的，要有效利用这些技术从而使电力需求对系统状况表现出更高的敏感度，需要改变监管政策从而鼓励相对新颖的电价机制的应用。对此，用户并不太理解，尤其是在零售层面。

研究发现

新技术加强运行人员观察和控制大电网的能力，有提升系统可靠性和效率的潜能。这些技术同样可以加强配电系统，并使需求对实时成本更加敏感，但有效应用这些技术需要改变监管政策。

框 1.2 智能电网

在过去几年中，“智能电网”一词被用于描述各种推进电网现代化的想法和努力。但整个行业对该术语的使用各有不同，对于政府及公众，也许最佳的表述是贯穿各级电网的新型通信、传感及控制系统的扩展应用。行业内建立了许多网站试图说清楚如洪流般的“智能电网”的想法、概念以及由行业、组织及个人原创的产品。这些网站包括 SmartGrid.gov (www.smartgrid.gov)、智能电网信息交流中心 (www.sgiclearinghouse.org)，以及 IEEE 的智能电网网址 (<http://smartgrid.ieee.org>)。

在美国，2007 年颁布的能源独立及安全法案第十三章将发展智能电网作为国家政策，并明确了一个宽泛的宏伟目标，其中一

些目标与电网智能关联不大，具体如下。

1301. 关于电网现代化政策的论述

这是美国支持国家输电及配电系统现代化的政策，从而保持电力基础设施的可靠和安全，这可使其能够满足未来的需求增长，并实现下列共同构成智能电网特征的目标：

1. 增加对数字化信息及控制技术的应用，以提升电网可靠性、安全性及效率。
2. 在确保充分的网络安全前提下，对电网运行及资源进行动态优化。
3. 对分布式资源及发电，包括可再生资源进行配置和整合。
4. 对需求响应、需求侧资源及能效资源的调配与结合。
5. 对计量、电网运行及状态监测通信和配网自动化方面的“智能”技术（优化设备

及用户装置实际运行的实时、自动、交互技术)的应用。

6. “智能”设备及用户装置的接入。

7. 先进的电力储能及调峰技术,包括插电式混合动力电动汽车及蓄热空调的应用与集成。

8. 及时向用户提供信息及控制选项。

9. 制定与电网联结装置和设备的通信及互通标准。

10. 识别及降低采用智能电网技术、实践及服务的不合理和不必要的壁垒。

本研究的范围比很多智能电网的定义要更加广泛,然而,我们确实考虑了在大多数智能电网讨论中非常核心的技术。例如,在第2章中讨论了相量测量装置,可以向大电

网运行人员提供更多大容量输电系统状态的实时信息;第6章讨论了由于传感器和通信设备在整个配电网的配备而使上述装置得以应用;第7章讨论了对高级量测体系设施的投资;第9章分析了与扩展数据通信应用相关的挑战,包括网络安全及信息隐私的挑战。

由于“智能电网”这个术语对不同的人有不同含义,且其含义也在不断演化。我们在本研究报告中没有拘泥于这个术语,而是着力于在众多新挑战面前,使未来电网更灵活、更安全、更高效、更可靠,以及或许能提供理想的新服务,这些宽泛的目标上。抓住现有机遇或期待技术创新可使这些目标进一步发展。

1.2.6 网络安全及隐私

当地小型电力系统的接入增强了系统整体可靠性,但也增加了造成大面积停电的可能性。同样地,增加对新的传感及自动响应技术的应用也将增强系统整体可靠性及效率,但也会带来新的问题。

正如在第9章中解释的,数量不断增加的数据信息将通过一个复杂的通信系统在表计、其他传感器及各种电脑和控制设备之间进行交换,这一通信系统必须遵照标准,可允许不同的计算机在当前进行互操作,待将来安装新一代设备后也可实现互操作。由于没有完全无误的通信系统,所以未来电网应该设计为可使其减轻数据错误的后果。较为可怕的是有可能通过计算机及数据通信进行蓄意破坏,其他行业已经经历过这类网络攻击。更多通信节点和通

道设施的存在为恶意数据进入系统提供了便利;此外,由于系统状态可能被误报,因而对系统状态自动响应的更多依赖,将更加难以避免严重损坏。

随着采集、传输、处理及存储的信息量不断增加,人们对保护这些信息隐私的关注也与日俱增。

随着采集、传输、处理及存储的信息量不断增加,人们对保护这些信息隐私的关注也与日俱增。由于采用先进的计量方法,电力公司将可以获得当今电力企业或政策制定者之前从未预想到的个人习惯方面的信息。有关电网自身运行的详细信息很快就会为那些谋求商业利益或有恶意企图之人创造价值。

决定谁拥有获取这些私人信息的权力并确

保用户隐私将是未来电力通信系统设计及运行过程中的一个重要考量。很多政府已经通过了保护个人隐私的法律，虽然这些法律并没有特别针对电力用途的信息。电力公司及相关机构将不得不开发保护电网信息隐私的系统及流程以满足用户及政府对此的关注。

研究发现

在电网中对数据通信的更加依赖提升了在互通性和网络安全方面进行标准化的重要性，并带来了严重的隐私问题。

1.3 主要建议

本节主要突出了在后续章节中阐述的 20 多项特别建议中我们认为最为重要的部分，并讨论了我们的一些相关发现及结论。我们提出了影响输电、定价及配电监管与网络安全的政策调整建议。对研究分析及数据开发与共享的主要建议汇总在下面最后的一小节中。

还有两点需要在此补充。首先，对温室气体排放、电动汽车、可再生能源及分布式发电采取稳定一致的国家政策将会增强投资鼓励从而加速电网的适度发展。其次，国家政策反复强调支持有组织的趸售电力市场以及开放的、无歧视的进入输电网，但开放幅度的发展和扩大以及实现无歧视仍然还在推进中。

这些政策对输电网至关重要，有组织的电力市场包括很多普通市场的设计要素，需要不断确定市场架构，以使这些要素能有效实施。

对温室气体排放、电动汽车、可再生能源及分布式发电采取稳定一致的国家政策将会增

强投资鼓励从而加速电网的适度发展。

1.3.1 大容量及输电系统

由于风能和太阳能发电显著增长，电力系统不得不变得更加灵活以更好地适应这些波动性能源输出的实质性变化。系统运营商，尤其是在欧洲的运营商，已意识到相关的问题，并正在研究解决办法。为满足适应未来高波动性能源时代的运行性能指标，需要新增波动性能源发电装置，因而实际或虚拟的小平衡区域联合显然将是有益的。并且，正如我们先前指出的，确保电力系统具有足够灵活性的机制在未来将会变得更加重要。

由于电力系统的互联不断增加，跨越州界或联邦土地的输电线路的重要性也日益突显。并且，如前所述，由于许多最佳的风力及太阳能资源远离主要的负荷中心，公共政策支持可再生能源发电很可能会加速这一趋势的发展。

在很多地区，输电系统延伸通常是以多个州为基础进行规划的，且已经开始尝试联网规划。2011 年 7 月发布的联邦能源监管委员会第 1000 号令将大幅增加输电系统广域规划，并使跨地区输电设施成本分摊合理化。尽管如此，我们相信如果受影响各方超越该法令的规划要求，并在联网层面建立永久和协作的包括自上而下及自下而上方法的输电规划流程，则应服务于公共的利益。同样，第 1000 号令只要求为跨地区项目制定双边的成本分摊程序，我们相信，所有受影响各方应该为每个联网项目制定单一的流程。在该流程中，如第 4 章所解释的，应尽可能按照预期收益比例接近实际地进行成本分摊，并遵循其他增加效率的原则。

在现有法律下，各州在输电设施选址中扮演主要角色，有时他们之间存在着利益冲突。

在现有法律下，各州在输电设施选址中扮演主要角色，有时他们之间存在着利益冲突。在一个涉及多个州的项目中，任何一个州都能使项目卡壳。此外，职责与能源无关的联邦机构管理着美国 30% 的土地，如发现与其他土地管理任务有冲突，它们能够并确实会行使权力来阻碍或推迟跨越这些地界的输电线路建设。

联邦政府此前已经指出过这种结构性的问题。1938 年，国会意识到跨州天然气管道越来越重要，因而赋予了联邦能源监管委员会（FERC）对这些设施进行选址的权力，现在还包括了土地征用权。由于意识到跨州电力输送也越来越重要，2005 年颁布的能源政策法案中有一部分内容力图在各州不同意跨州建设输电设施的情况下，给予 FERC 在选址权上的有力支持。然而，如在第 4 章中讨论的，后续的法庭裁决有效等于宣告上述法案中那部分内容无效。虽然奥巴马政府近来通过建立可再生能源快速响应特别小组来提高联邦机构参与某些选址决策的效率，但现有的输电设施选址体系仍然是电网有效扩展的一个重大障碍。

有人主张，为了提升效率，联邦能源监管委员会（FERC）应对重要项目拥有选址权，就如同对跨州天然气管道项目那样。也有人则认为，赋予 FERC 有效的支持权会对各州的合法需求产生更敏感的过程。两种方法显然各有利弊，采用任何一种都将是对现状的重大改变。

建议

新的立法应同意增强联邦能源监管委员会对跨越州界或联邦土地的重要输电设施进行选址的权力（见第 4 章）。

1.3.2 定价和配电管理

如前面指出的，近几十年来，电力需求的峰均比有所增加，且这一趋势可能还将持续。由于电力系统的一项重要要求是满足高峰负荷，电力需求的增长降低了容量利用率，从而增加了平均成本，最终增加了零售电价。电动汽车的普及将加剧这种趋势，除非能引导它们的主人在非高峰期对其充电。如果使包括商业和工业高压交流系统以及家用电器在内的其他负荷对系统情况做出同样的响应，甚至可以获得更大的节约。现有研究建议，通过使用动态定价结合对价格变化的自动响应技术可使监管机构和电力公司实现这一目标，动态定价可使零售电价在短时间间隔内变化以反映供电成本的变化。

居民用户对动态定价的反应尚未得到充分理解。

许多大型商业及工业用户已经实施动态定价。我们相信，如果没有设定则可默认，随着第三方在提供对电价变化自动响应的设备方面普遍可以形成竞争，这种定价机制将在本研究期末（即 2030 年）之前，成为对居民用户广泛使用的选择。然而，响应的自动化技术还不成熟，其中部分原因是居民用户对动态定价的反

应尚未得到充分理解，且实施居民动态定价要求对高级量测体系（AMI）进行大量投入，以测量短时间间隔内的用电情况。最近，AMI所需的大量投资已通过 2009 年颁布的复兴法案得到资助，并且一些州的监管机构已下令广泛部署 AMI。然而，由 AMI 助推的动态定价机制却进展缓慢。考虑到电能动态定价的诸多潜在价值，监管机构和电力公司应挖掘复兴法案所支持的重要学习机会，监管机构要求对 AMI 的投资已为通用的动态定价开辟了有效路径，继而要沿着这些路径实施下去。

建议

随着与监管机构的合作，已承诺使用高级量测体系的电力公司应开始转向对所有用户实施动态定价并公开分享来自于他们经验的数据（见第 7 章）。

尚未使用高级量测体系（AMI）的电力公司，以及使用该体系的运行效益不及该系统成本的电力公司，在进行投资决策前应向已采用该体系的公司学习。对于趸售电力市场的管辖权，零售电力的有效竞争可采用对用户和监管机构都能接受并能有效改变需求的动态定价方式来激励创新。

电价的制定还需随着分布式发电的增长以及能效驱动而改变。目前，电力公司通过每千瓦时用电量的容量收费来回收输配电网的大部分固定成本，这种做法扭曲了集中式发电和分布式发电的相关成本。在这种机制下，用户如自行现场发电而不是从当地配电公司购电，可为其节省电费和配网费，但电力公司仅节省了

相应的发电成本，因为配网成本几乎完全没有改变。（事实上，分布式发电的高度集中需要改变配网系统，这可能会增加固定成本。）不论分布式发电的能源是来自清洁的太阳能还是会带来污染的柴油，这个结果都是一样的。补偿的办法很简单，至少理论上是这样：主要是通过非容量收费来回收电网固定成本。

建议

各州监管机构和政府所有及合作式电力公司的监督机构应通过向用户收取费用来回收电网固定成本，而该费用可能因用户而异，但不是因用户消费的电量不同而变化（见第 8 章）。

这些固定费用可依据用户对电网容量需求的指数而定。例如，根据以往的消费模式，对于那些被认为导致当地较多高峰需求的用户群，可向其收取高于其他用户群的固定费用。继续主要依靠容量收费来回收成本的系统应通过将销售中的短期变化从公司营业收入中分离来改进对电力公司的激励。

为有效处理分布式发电的接入、电动汽车及未来几年的需求响应，需要对新兴技术进行大量投入，这比目前对配网系统的投入具有更大风险；其目标是提供新的容量，而不是以传统的方式扩大容量。与这些新挑战相关的技术问题是真实存在的，但看起来似乎并不严峻。然而，由于传统的监管体系鼓励过度保守的行为，如果不利用越来越具有吸引力的机会来提高效率并通过创新来降低成本，那么随着时间的推移，可能反而导致付出更加高昂的代价。

如第 8 章所述，这是一个重要问题，但也是一个没有明显解决方案的问题，因为监管机构和电力公司都会因为坏结果而被罚，但却不会因为好结果而得到奖励。尽管如此，有必要进行监管的创新，从而充分激励对不熟悉的技术进行投资，同时也要确保电费支付者合理分享这些投资的回报。

有必要进行监管创新，从而充分激励对不熟悉的技术进行投资，同时也要确保电费支付者合理分享这些投资的回报。

1.3.3 通信、网络安全及隐私

由于数据通信在电网中越来越重要，所以网络安全和隐私的问题也越来越重要。随着电网的发展，保持不同类型及不同代部件在极有可能是不同所有者的不同网络中的互通性，将是至关重要的。美国国家标准与技术研究院（NIST）正在监督开发有关互通性标准的复杂过程。这一过程是关键性的，应得到鼓励和支持。此外，关于频率波段的使用以及公共网络和私有网络的作用正引起争论。对前者争论的解决取决于美国联邦通信委员会（FCC），而我们希望公共网络及私有网络都有存在的机会，除非监管环境没有公平地对待它们。

随着通信系统深入到电网控制和运行的方方面面，其复杂性和不断发展将使完善的保护免遭网络攻击。

随着通信系统深入到电网控制和运行的方方面面，其复杂性和不断发展将使完善的保护免遭网络攻击。

除预案外，响应及恢复也是网络安全的重要组成部分。北美电力可靠性公司（NERC）负责标准的制定及与大电网的适应，但对于配电系统却没有一个实体具有相应的全国性职责。州公共事业委员会（其通常仅负责投资者所有的配电系统），市政电力系统，合作式企业，及其他公共系统通常缺乏处理网络安全问题的专业技能。对大电网一次成功攻击的后果可能比对配电网层面的攻击要严重得多，但由于输电和配电的界限日益模糊，因而配电网层面的网络安全风险同样值得密切关注。美国国家标准与技术研究院（NIST）正在广泛推进网络安全标准的制定，但它没有执行的职责。因此，目前没有机构对监督整个电网运营中各方面的网络安全负有责任。

建议

联邦政府应指定一个机构负责电力行业的工作，并赋予其适当的监管权力以加强整个电力行业，包括大电网及配电系统的网络安全的预案、响应及恢复（见第 9 章）。

这可能要求有新的立法，目前已经提出立法建议，指定由美国联邦能源监管委员会（FERC）与美国能源部（DOE）联合或由美国国土安全部（DHS）单独负责此事。对于这项指定职责，不同的机构各有其优缺点。任何一个机构都可以通过加强其能力来弥补弱点，但持续的管辖权混乱会引发对安全的关注，并强调采取行动的必要性。一旦指定了一个领导机构，它应采取所有必要的步骤以确保其具备适合与其他相关联邦机构、北美电力可靠性公司、

州公共事业委员会、公共电力管理局及 IEEE 和美国电力研究院 (EPRI) 这类专业机构合作的专业技能。

最后，关于用户用电数据的使用及保护问题是复杂的，特别是由于用户、电力公司及监管机构有很多不同的且不断变化的观点。这些问题在一些州持续引起热议。对于在多个州管辖范围内运营的公司，由于这些公司及其用户的数据都跨越了州界，因此有必要进行跨州协调以减少这些公司及其用户的关注。

1.3.4 研究与分析

如前所述，电力行业传统上主要依靠其供应商进行创新来推动生产率提高，而供应商的研发工作自然主要关注于可以卖给电力公司的设备。一些与未来电网相关的、非设备领域的研究虽然有获得回报的潜力，但却不会吸引传统的设备供应商。这些领域包括计算工具的开发以及精心设计且基于社会科学的用户对动态价格机制的响应研究，这些研究也许需要由响应自动化来支持，而由于最近获得的对高级量测体系的投资，响应自动化已有可能实现。

目前，电力公司通常既缺乏资金又缺乏必要的专业知识开展任何一项研发，但尽管如此，电力行业应能够提供适度的但持续的必要支持。要实现这一点，监管机构必须意识到技术进步可使用户普遍受益，并允许电力公司的研发预算适度增加。对于电力行业，也可能有必要扭转合作研发经费下降的趋势，并通过美国电力研究院 (EPRI)、一个或多个独立系统运营商及特定项目联合体来合理使用合作资金。

要求用新的算法、软件及通信系统将相量测量装置 (PMU) 及柔性交流输电 (FACTS) 设备有效地集成到系统运行中。复兴法案已就 PMU 在电网系统中普及的扩大提供了资金支持。正如复兴法案对投资高级量测体系 (AMI) 的资金支持，这种投资也提供了一个重要的学习机会。如果将现有 PMU 产生的数据进行共享，将可用于制定算法并为今后的操作工具确立基准，这些操作工具可凭借 PMU 及 FACTS 的更广泛普及来实现电网监控。

在与东部或甚至西部联网复杂性接近的任何电网不确定性情况下，现有规划方法无法实现多时段优化。

输电规划的区域越广，该问题就越复杂。在与东部或甚至西部联网复杂性接近的任何电网不确定性情况下，现有规划方法无法实现多时段优化。正如前所述，在联网层面，电网联接越来越紧密，部分原因是由于偏远的可再生能源发电机组的有效接入。如前面所讨论的，正在进行一些联网规划方面的努力，联邦能源监管委员会 (FERC) 第 1000 号令要求对规划流程中的地理范围进行扩展。因此，第 4 章中讨论的新规划方法的制定具有较高的回报潜力。

如前面指出的，不受网络攻击的完美保护是不可能的。在某个点上，总会有一次成功的攻击。因此，所涉及的政府机构（例如美国国家标准与技术研究院、能源部、联邦能源监管委员会及国土安全部）与私营企业以一种协调的方式合作是非常重要的，从而支持对输配电系统中网络攻击响应及恢复的

最佳实践进行必要研究，以便这些实践能得到广泛应用。

最后，如前面讨论的，电力行业应该利用高级量测体系（AMI）的首轮应用，学习如何最佳应用这些系统的能力及自动响应技术，以使电力需求对系统状况做出更灵敏的反应。在其他问题中，需要进一步研究用户对动态定价的反应，并应设计和实地检验有效的用户约定（consumer engagement）及教育战略。

建议

电力行业应出资开展更多的研究及示范项目，以开发：可挖掘新硬件潜力以改进大电网系统监控的计算工具（见第 2 章）；广域输电规划方法（见第 4 章）；网络攻击响应及恢复流程（第 9 章）；以及对用户对备选价格和响应自动化系统的反应的认识（见第 7 章）。

1.3.5 数据开发与共享

在本项目开展过程中，由于研究人员、政府及行业内的决策者可获得的美国电网数据不足，使我们的研究屡屡受阻。虽然这个问题已被反复注意到、反复评论，但问题依旧。^[48]有时，可获得的数据没有在可能从中受益的范围内共享。有时，有潜在价值的信息未被收集或收集的方式限制了其使用。对于电网，尤其是当公共企业或私营企业活动者不断发现身处不熟悉的情况下，好的数据将是正确决策的关键输入。

由于可获得的美国电网数据不足，使我们的研究屡屡受阻。

最近一项有前景的提议已着手实施，从而加强高价值数据的共享。2010 年 2 月，北美电力可靠性公司（NERC）制定了两份未公开的协议以促进相量测量装置（PMU）数据的共享。可惜的是，直到一年半以后，许多对 PMU 有显著应用的电力公司仍未签署这些协议。如果这一提议未能实现期望的结果，PMU 的益处就可能无法实现。主管的联邦机构应采取步骤确保有争议的关键数据能够得以适当共享。

我们已认识到三个额外的领域，在这些领域内，确保有用数据可适当获得将是特别有价值的。可获得的西部联网的网络数据详尽度足以支撑我们的分析，而更加复杂的东部联网却未能得到此类数据。这阻碍了广域规划的开展和广域规划方法的改进。显然，如果美国大容量系统的详细数据普遍易得，则将引起对安全性的严重关注，但联邦机构有大量经验使保密数据可用于研究的同时，确保不违反保密性且数据不被复制。

鉴于此，我们注意到，目前缺乏仅在通过美国能源部智能电网示范项目及智能电网投资拨款倡议融资的项目中有效的信息。要发挥这些配网技术示范项目的全部潜能，需将成功及失败的数据广泛共享。已建立的一些网站，包括 www.smartgrid.gov 和 www.sgiclearinghouse.org 都会发布这些项目的信息。由于可获知结果，所以将上述这些资源有效用于数据共享和汲取教训是非常必要的。

电力公司的用户关心可靠性、客户服务以及性能、成本等其他方面，随着计算机及其他复杂电子设备的用电份额增加，对这些关注的争论也不断增加。当设定容许回报率时，监管

机构有时会以一种特别的、结合具体实例的方式来考虑性能，而一个方法越具有系统性，几乎可以肯定越能得出好的结果。一些美国的监管机构及许多国外的监管机构已相应开始针对性能标准给予明确、正式的激励。但如前所述，许多管辖区甚至不要求电力公司以一个有用的表格形式汇报可靠性数据，更不用说效率或性能等其他数据。缺乏综合的具有可比性的数据，会阻碍监管机构对电力公司进行自身纵向评价，或对不同电力公司进行有益的横向比较，尤其是对分属不同管辖区的电力公司而言。为了所有利益相关方的最终利益，制定并公布标准化成本和性能标准将有利于电力公司成果的评价，且便于监管机构对良好绩效给予有意义的激励。

建议

联邦能源监管委员会(FERC)应要求汇编美国大电网系统的详细数据，并使之恰当可用（见第 4 章）。美国能源部（DOE）应确保使其智能电网项目的综合信息广泛共享（见第 6 章）。州监管机构及其他负责监督配电公司的部门应要求电力公司汇编并公布公司成本、可靠性的标准度量值，以及绩效的其他维度（见第 8 章）。

1.4 结束语

从现在到 2030 年，电网将面临巨大的全新挑战，并不可避免地要经历一些重大变化。尽管有杞人忧天者的夸张言辞，其实并没有如此大的危机，但我们却不能安于现状。电网的运行环境将在未来 20 年发生重大变化。如果要做到尽管前面有挑战，而以最小的干扰来实现电网的发展，且如果电价和可靠性水平可以接受，则政府及行业内的决策者需要一直致力于应对系统的挑战。有一系列系统层面的问题要处理，新技术的应用要适当。监管机构应设法制定可将电力市场参与者（包括用户）的激励与政策目标更好结合的政策。电力行业应在关键领域开展研究，并收集和共享重要数据。

最近，在某些关键领域和行动中，对相关问题的认识 and 关注程度使我们受到鼓舞。但驶向 2030 年的电网之旅已经起航，一路上将会充满惊奇。正如本研究所阐明的，有很多我们能够也应该做的事情可以使前面的道路尽可能平坦。

参考文献

- [1] G. Constable and B. Somerville, *A Century of Innovation: Twenty Engineering Achievements That Transformed Our Lives* (Joseph Henry Press, 2003).
- [2] U.S. Energy Information Administration, *Electric Sales, Revenue, and Average Price 2009* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2010), Table 5A, http://www.eia.gov/cneaf/electricity/esr/table5_a.html.
- [3] U.S. Energy Information Administration, *Coordinated Bulk Power Supply Program* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2010).
- [4] U.S. Environmental Protection Agency, *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks, 1990–2009* (Washington, DC, 2011), <http://www.epa.gov/climatechange/emissions/usinventoryreport.html>.
- [5] W. W. Hogan, “Electricity Wholesale Market Design in a Low Carbon Future,” in *Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems*, eds. B. Moselle, J. Padilla, and R. Schmalensee (Washington, DC: RFF Press, 2010).
- [6] U.S. Energy Information Administration, see note 3 above.
- [7] U.S. Energy Information Administration, see note 2 above.
- [8] North American Electric Reliability Corporation Electricity Supply and Demand Database (April 2009), <http://www.nerc.com/page.php?cid=4|38>.
- [9] E. F. Giles and K. K. Brown, eds., *2009 UDI Directory of Electric Power Producers and Distributors* (New York: Platts, 2008).
- [10] North American Electric Reliability Corporation, note 8 above.
- [11] S. M. Kaplan, *Electric Power Transmission: Background and Policy Issues* (Washington, DC: Congressional Research Service, 2009): 27.
- [12] U.S. Energy Information Administration, *State Electricity Profiles 2008* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2010), http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/st_profiles/sep2008.pdf.
- [13] U.S. Energy Information Administration, “Electricity Retail Choice Is Mandated in Texas and Growing in Three States,” *Today in Energy*, May 18, 2011, <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=1430>; and U.S. Energy Information Administration, “Participation Lags in Most Electricity Retail Choice States,” *Today in Energy*, May 19, 2011, <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=1450>.
- [14] Distributed Energy Financial Group LLC, *Annual Baseline Assessment of Choice in Canada and the United States* (Washington, DC, 2010), <http://www.defgllc.com/content/defg/abaccus.asp>.
- [15] U.S. Energy Information Administration, “Electric Power Industry Overview 2007,” <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/prim2/toc2.html>.
- [16] S. McNulty, “Texas Declares New ‘Energy Emergency,’” *Financial Times*, August 4, 2011, <http://www.ft.com/cms/s/0/430f3f08-be89-11e0-ab21-00144feabdco.html>; B. Vastag, “Obama Unveils Plan to Speed Smart-Grid Development,” *The Washington Post*, June 14, 2011, A6; and S. M. Amin, “U.S. Electrical Grid Gets Less Reliable,” *IEEE Spectrum*, January 2011.
- [17] Electric Power Research Institute, *Distribution Reliability Indices Tracking within the United States* (Palo Alto, CA, 2003).
- [18] Council of European Energy Regulators, *4th Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2008* (Brussels, Belgium, 2008).
- [19] Electric Power Research Institute, see note 17 above.
- [20] J. H. Eto and K. H. LaCommare, *Tracking the Reliability of the U.S. Electric Power System: An Assessment of Publicly Available Information Reported to State Public Utility Commissions* (Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2008).
- [21] E. Fisher, J. H. Eto, and K. H. LaCommare, “Understanding Bulk Power Reliability: The Importance of Good Data and a Critical Review of Existing Sources,” Proceedings of the 45th Hawaii International Conference on System Science, January 2012, <http://ieeexplore.ieee.org/Xplore>.
- [22] T. Jamasb and M. Pollitt, “Liberalisation and R&D in

- Network Industries: The Case of the Electricity Industry,” *Research Policy* 37(2008):995-1008; G. Nemet and D. Kammen, “U.S. Energy Research and Development: Declining Investment, Increasing Need and the Feasibility of Expansion,” *Energy Policy* 35(2007):746-755; and V. Rezendes, *Electric Utility Restructuring: Implications for Utility R&D* (Washington, DC: U.S. General Accounting Office, 1998).
- [23] U.S. Bureau of Labor Statistics Productivity Statistics (February 25, 2009), <http://www.bls.gov/lpc/iprprodydata.htm>.
- [24] R. Schmalensee, “Renewable Electricity Generation in the United States,” in *Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems*, ed. B. Moselle, J. Padilla, and R. Schmalensee (Washington, DC: RFF Press, 2010), 209–232.
- [25] North Carolina Solar Center and the Interstate Renewable Energy Council, Database (IREC) of State Incentives for Renewables & Efficiency, <http://www.dsireusa.org/>.
- [26] U.S. Energy Information Administration, *Electric Power Monthly September 2011* (Washington, DC, 2011), http://www.eia.gov/cneaf/electricity/epm/epm_sum.html.
- [27] California Energy Commission, “California Renewable Energy Statistics & Data,” <http://www.energyalmanac.ca.gov/renewables/index.html>.
- [28] Ibid.
- [29] U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook, No-Sunset Case* (Washington, DC, 2011), <http://www.eia.gov/oiarf/ao/tablebrowser/>.
- [30] European Network of Transmission System Operators for Electricity, *Research and Development Plan: European Grid Towards 2020 Challenges and Beyond* (Brussels, Belgium, 2009); and North American Electric Reliability Corporation, “Accommodating High Levels of Variable Generation,” white paper (Princeton, NJ, 2009), http://www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/IVGTF_Outline_Report_040708.pdf.
- [31] A. Brown, “Two Critical Barriers to Transmission Development: Siting & Cost Allocation,” presented at the TAPS Conference, Portland, ME, October 19, 2009.
- [32] U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2010* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011), *Annual Energy Outlook 2011* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011).
- [33] U.S. Census Bureau, *Supplemental Measures of Material Well-Being: Basic Needs, Consumer Durables, Energy, and Poverty, 1981–2002* (Washington, DC: U.S. Department of Commerce, 2005), <http://www.census.gov/prod/2005pubs/p23-202.pdf>.
- [34] U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2009* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2010), <http://www.eia.doe.gov/totalenergy/data/annual/index.cfm>.
- [35] Ibid.
- [36] U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011).
- [37] North Carolina Solar Center and the Interstate Renewable Energy Council (IREC), see note 25 above.
- [38] California Public Utilities Commission, “Feed-in Tariffs Available for the Purchase of Eligible Small Renewable Generation,” <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/hot/feedintariffs.htm>.
- [39] North Carolina Solar Center and the Interstate Renewable Energy Council (IREC), see note 25 above.
- [40] W. Reder, et al., “Engineering the Future: A Collaborative Effort to Strengthen the U.S. Power and Energy Workforce,” *IEEE Power & Energy Magazine* 8 (July/August 2010): 27–35.
- [41] U.S. Power and Energy Engineering Workforce Collaborative, *Preparing the U.S. Foundation for Future Electric Energy Systems: A Strong Power and Energy Engineering Workforce* (IEEE Power & Energy Society, 2009), http://www.ieee-pes.org/images/pdf/US_Power_&_Energy_Collaborative_Action_Plan_April_2009_Adobe72.pdf.
- [42] Center for Energy Workforce Development, *Gaps in the Energy Workforce Pipeline: 2008 CEWD Survey Results* (Washington, DC, 2008), http://www.cewd.org/documents/CEWD_08R_results.pdf.
- [43] F. Albuyeh, “Focus on Education—‘Smart’ Electric Power Systems 101: An Employer’s Perspective,” presented at the 2010 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, July 25–29, 2010.
- [44] B. Chowdhury, “Power Education at the Crossroads,” *IEEE Spectrum* October 2000, 64–68; and M. Lauby et al., *National Science Foundation Workshop on the Future Power*

Engineering Workforce (Arlington, VA: National Science Foundation, 2008).

[45] Reder, et al., see note 40 above.

[46] U.S. Power and Energy Engineering Workforce Collaborative, see note 41 above.

[47] U.S. Department of Energy, "Workforce Training for the Electric

Power Sector," <http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid/recovery-actworkforce-training>.

[48] U.S. Energy Information Administration, *Electricity Transmission in a Restructured Industry: Data Needs for Public Policy Analysis* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2004).

第 2 章 加强输电网及系统运行

本章，我们对当前输电网技术及电力系统运行进行了概述，然后讨论可有助于避免停电、增加输电容量及改善系统运行的新技术。本章主要论述电力公司工程师、电网运行人员及输电规划人员关注的问题，因此，本章并不涉及监管的主题（该主题将在第 4 章中论述），也不包含政策建议。尽管如此，我们相信，对输电技术及系统运行的了解将为政策制定者提供重要的背景信息。

2.1 节从输电线路和变电站开始，介绍输电网和系统运行。解释电力系统如何运行，并简要讨论输电系统的可靠性。

2.2 节介绍可降低重大停电事故发生频率的技术，包括相量测量装置（PMU）、广域测量系统（WAMS）及柔性交流输电系统（FACTS）。我们发现 PMU 有使输电网大大受益的潜力，但数据共享机制还不成熟，许多数据分析工具还有待开发。

2.3 节介绍能够促进输电网延伸的技术，并介绍导致输电容量受到限制的基本物理特性，以及这些限制如何决定最适用长距离输电的技术。本节还讨论了最具发展潜力的新技术，例如超导及动态确定线路输电容量，这些技术可以提高输电网的利用率及容量。

2.4 节介绍一系列可加强系统运行的新技术。我们发现，制定可利用相量测量装置数据的控制算法和开发柔性交流输电系统的技术性能是研究的重要领域。

输电网是大型发电设施与电力用户的第一级连接，它以高电压等级向变电站供电，随后再通过配电网以较低电压等级向负荷供电。当今的输电网运行可靠、高效，而各种技术提供了改进系统性能的潜力。复杂的新监测系统可以降低发生罕见的、会带来严重经济和社会后果的连锁系统故障的可能性。更加高效或影响更小的技术可能有助于解决与网络延伸有关的问题，包括在日益增加的限制环境影响的压力下，为满足不断增长的需求所带来的新输电线

路选址的困难。系统运行的变化将有助于吸纳不断增长的波动性能源渗透，如风力及太阳能发电。

2.1 输电网及系统运行

在美国，输电网被分为三个不同的地理区域联网，分别是东部联网、西部联网及得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）（见图 1.2），这三个电网之间的电力连接比较薄弱。整体来看，美国输电网有约 170 000 英里 200kV 及以

上的线路，将电力用户与近 5 000 个大型电厂相连。^①表 2.1 显示按英里数和电压等级统计的美国输电线路分项明细。拥有并运营这些线路的公司包括从控制着遍及多个州上千英里线路的投资者所有的大型电力公司，到只有少量短距离输电线路的输电所有者。

表 2.1 按电压等级粗略统计的美国输电线路英里数

线路类型	电压 (kV)	英里数
交流 (ac)	200~299	84 000
	300~399	54 000
	400~599	26 000
	≥600	2 400
	交流合计	161 000
直流 (dc)	200~299	700
	300~399	0
	400~599	1 800
	≥600	0
	直流合计	2 500
总计		169 000

资料来源：北美电力可靠性公司（NERC）电力供应及需求数据库，<http://www.nerc.com/page.php?cid=4|38>。

2.1.1 输电线路

输电线路承载着电能，电能流动的速率以功率来衡量。^②功率与电流和电压的乘积成正比，电流和电压越高，对应的功率也越大。通过控制线路两端的电压（关于潮流特性的进一步解释详见附录 B 中框 B.1），发电机和其他装置可以控制线路的功率分配。虽然在本章后面

讨论的新装置提升了系统运行人员的操作能力，但单条线路的潮流仍无法精确控制。

单条线路的潮流无法精确控制。

电网互联增加了控制潮流的难度。多条线路经常在一个变电站交汇，因而不可能在不影响其他线路的情况下改变一条线路的潮流。因此，电能从一个地点流到另外一个地点可通过多条路径实现，可能就会跨越不同的管辖地界。这种所谓的环流会在不同的管辖范围内造成不利的或有利的、物理的或经济的影响。

由于阻碍了成本最低的发电机组向负荷供电，拥堵的有关问题导致了不利的经济后果。2.3 节中讨论了输电线路受其容量限制的问题，容量，即线路依据相关机制所能承载功率的大小。当一条或多条输电线路达到容量极限并无法承载更多功率时，不可能用成本最低的发电机组向更多的负荷供电。当线路因此发生拥堵时，将调度其他经济有效性次之的发电机组向负荷供电，以避免输电网达到极限。在某些实例中，这类成本可能会很高；2008 年 PJM 电网中的拥堵成本估计占全部电费的 6%。^[2]

2.1.2 变电站及电压支持

输电网中的变电站装设有很多实现输电网及系统运行常规功能所必需的设备。变电站的首要功能是连接输电线路。这些线路可能全部是同一电压等级，或变电站可能有变压器与不同电压等级的输电网相连。这些变压器对连接输电系统和更低电压等级的配电系统也是必需的。在

① 2010 年，有近 5000 台夏季高峰预期容量至少为 50MW 的发电机组在北美电力可靠性公司登记注册。

② 虽然沿着输电线路“流动”的是电能而不是功率，但业内普遍习惯称为功率流（即潮流）而不是电流动。本章中，我们使用了业内行话。

电能传输到达用户端前，电压通常经过了输电和配电系统内变压器的多级降压过程。此外，变电站还通过继电保护、断路器及避雷器等保护装置来保护线路和设备。另外，变电站内还拥有可将数据传输到控制中心的测量和通信设备，以及使电压维持在可接受的限定范围内的电压补偿装置。

将整条交流线路的电压维持在一个特定范围内需要专门的装置及控制步骤。由于线路本身是带有负荷的，即随其电流的增加，从发电机沿线路到负荷的电压降也将增加。使电压回复到可接受范围的过程叫做电压支持或伏安无功（VAR）支持。^①随着线路长度和负荷的增加，必须以电压支持来维持可接受的电压水平和输电容量。直到最近，普遍做法都是通过将电容器组等补偿装置接入线路，根据负荷变化控制补偿装置的电压分配来提供电压支持。新的技术是采用半导体开关提供更精确的控制和对负荷变化更快的响应。这些装置被称为静止无功补偿装置（static VAR compensators，简称 SVC），是组成柔性交流输电系统（FACTS）这类新型设备的一部分，柔性交流输电系统将在本章中后续部分进行讨论。

静止无功补偿装置（SVC）是在实际运行中已应用多年的技术。首台装置安装于 20 世纪 80 年代初期，随后在美国和全世界陆续又安装了很多这种装置。^[3]使用 SVC 来取代电容器组的决定，主要是考虑经济因素；即快速柔性响应的运行效益价值与 SVC 成本增加和电能损耗的权衡。

研究发现

现有技术如从经济角度考虑是适合的，则可改进输电系统的性能。

2.1.3 系统运行

电力系统要求一定程度的集中规划和运行，以确保系统可靠性。控制中心的系统运行人员要进行很多这样的集中化功能操作，包括短期监控、分析和控制，以支持系统运行。一个单一电网包括很多运营商。例如，在东部电网的区域系统运营商就有纽约独立系统运营商、新英格兰独立系统运营商、中西部独立系统运营商、PJM、田纳西流域管理局、西南电力库（Southwest Power Pool）及其他运营商。输电和发电的所有者运营其自有资产并与这些称为系统运营商的区域实体进行协作。

控制中心具有以下三个不同的功能。

（1）监控：系统运行人员采用不同的显示器和报警器来显示对系统状态的了解。

（2）分析：使用能了解电网当前和未来状态的计算机工具对报送到控制中心的原始数据进行分析。这一套工具被合称为能量管理系统。

（3）控制：区域控制中心根据电力需求预测数据计算次日或后续几天发电机组预期的小时功率输出，并将这一信息传送给发电机组。次日发电机组是开还是停的决策被称为机组启停承诺，对承诺发电的各台机组的出力规定被称为经济调度。在有传统垂直一体化电力公司的地区，经济调度及机组启停承诺是基于发电

① VAR 是用以度量无功功率的单位，用于电流和电压不同相的交流系统中。

机组开机成本和燃料成本计算得出的；而在已进行机构重组的地区，则是通过趸售市场竞价来得到同样的结果。然后控制中心每 5~15 分钟完善一次日前预测，在给定的负荷水平、发电机组能力及输电限制情况下调度每台机组，以使系统总成本最低。控制中心也会给某些机组一个信号，补充对主要发电机的控制，以使系统可与一些微小负荷变化相匹配并满足与邻近电网的预定电力交换。这种控制机制被称为自动发电控制。

除了上述功能，系统的长期健康是一个单独关注的问题，电力公司规划人员和系统运营商一般是通过适当的中长期规划来解决这个问题。但本章重点讨论的是输电运行而

不是规划。关于输电规划政策问题的进一步讨论可见第 4 章。

图 2.1 显示以不同时间标度组织的不同发电及输电运行计划的功能。目前，系统控制中心由监控及数据采集系统（SCADA）支持，该系统可报告断路器分合闸状态、电压、电流及功率水平。发电厂和变电站装设有一种被称为远动终端（RTU）的装置，该装置可收集上述信息并每隔几秒钟将信息传送到控制中心。远程终端单元也可从系统运营商处接收诸如断路器分合闸的指令。目前，SCADA 系统的典型响应时间是几秒钟，但一些电力系统现象就发生于几分之一秒。2.3 节中讨论的重要新兴技术，可以使运行人员了解到这些更快速的变化。

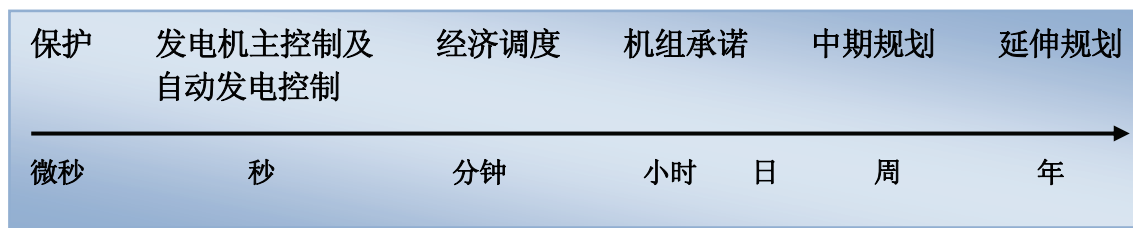


图 2.1 输电运行及计划功能的时间维度

资料来源：I.J. Perez-Arriaga, H.Rudnick, 和 M.River, 在《电力系统分析与运行中的“电力系统概述”》，eds.A.Gomez-Exposito, A.Conejo, 和 C.Canizares (Boca Raton, FL: CRC 出版社, 2008 年), 60.

2.1.4 输电可靠性

可靠性是并仍将是输电规划及运行的一项主要约束条件，但如第 1 章中讨论的，可靠性难以衡量。现有数据不足以对美国输电网可靠性的长期趋势做出结论。北美电力可靠性公司（NERC）和美国能源部（DOE）收集了有关 NERC 定义的“重要事件”的数据，但这些事

件并不一定会影响用户。^① 作为对 2003 年 8 月大停电事故及其后立法的反应，NERC 在过去 10 年中已经开始改进其可靠性数据的收集和报告。虽然在短短几年内已收集了许多新的数据，但时间还不够长，不足以进行较好的评价。最近在这方面积极努力开展的综合报告是 2011 年可靠性绩效风险评估。^[4]

① 例如，在东部或西部电网中任何超过 2 000MW 及在得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）中超过 1 000MW 的发电损失都应上报，不论该发电损失影响客户与否。

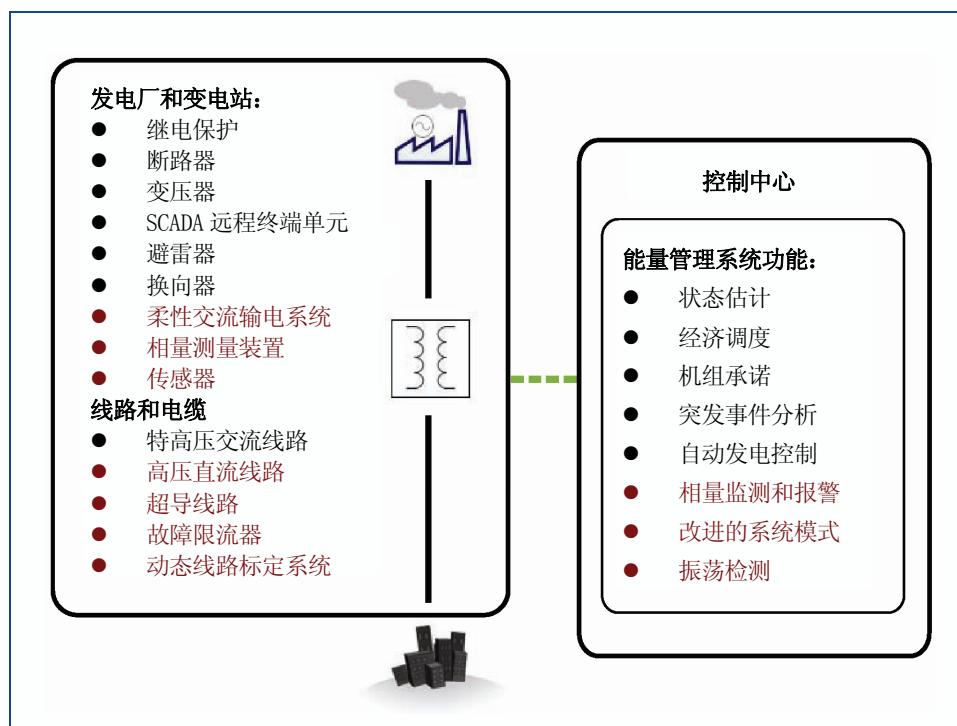


图 2.2 输电网技术及控制中心功能

注：1. 现有技术和功能标示为黑色，新兴部分标示为红色。

2. SCADA=监控及数据采集系统。

研究发现

尚无综合准确的数据来评价美国输电网的可靠性趋势。

虽然美国输电网的可靠性难以衡量，但它明显面临三方面的挑战：预防停电、增加输电容量而对环境影响较小，以及改进系统运行，尤其是风力及太阳能等波动性能源的接入。图 2.2 列出了应对这些挑战的技术和功能，以及如何适用于电力系统。现有的技术和功能，例如断路器、变压器及状态估计，标示为黑色。在本章中后面部分讨论的重要新技术和功能标示为红色。这类新技术列表在别处也有收编和讨论；例如美国电力研究院（EPRI）已对不同技

术的成本及收益进行过分析，^[5] 而在欧洲，输电运营商、设备制造商、大学及其他利益相关者已汇总整理出一个创新的输电技术路线图。^[6] 该路线图可作为本章中所讨论的全套技术的参考，而不是输电技术及功能的综合罗列。

2.2 防止停电

美国很少发生大规模停电，这类停电会带来严重的经济及社会后果。北美历史上最大的停电发生于 2003 年，影响了美国东北部 8 个州及加拿大安大略省的 5000 万用户。其次是 1965 年的停电，影响了 3000 万用户。这两次停电都是电力系统连锁故障的结果，本地的小问题似乎变得不稳定，并随之影响了更大的区域。避免此类停电是一个重要目标，这要求对系统状态进行监测

(见框 2.1)。广域测量系统 (Wide-area measurement system, 简称 WAMS) 可允许进行比以往更大规模的监测, 使系统运营商更好地保护系统, 以免发生灾难性的停电事故。WAMS 包括测量装置、通信网络及可视化软件; 最重要的是 一种被称为相量测量装置 (phasor measurement unit, 简称 PMU) 的支持技术。

PMU 测量关键性变电站、发电厂以及如城市等负荷中心的电压和电流的最典型特性, 通常也测量系统频率及其他量值。可利用这些测量值结合其他已知线路特性计算出流经系统的瞬时功率潮流。

相量测量装置 (PMU) 报告数据的频率比 SCADA 频繁得多, 这将带来更清晰的系统动态信息。行业标准要求 PMU 以每秒 30 次的频率报告数据, 许多装置甚至可以达到更高的频率。严

格来说, 所有 PMU 的测量都可以用 GPS 时间信号来同步, 从而使全系统的动态特性更为准确。

目前, 广域测量系统 (WAMS) 在很多领域得到应用, 但过去由于仅有少量的相量测量装置 (PMU) 及处理原始 PMU 数据的软件配合, 因而制约了 WAMS 的使用。截至 2010 年初, 约有 250 套 PMU 在整个北美使用, 2010~2013 年计划通过 2009 年颁布的美国复兴与再投资法案资助的项目另外新增 850 套。^[7]可集合及分析 PMU 数据并为系统运行或计划产生可操作信息的软件应用对发挥 PMU 的全部效能至关重要, 但目前这方面的发展相对滞后。推荐的工具之一是监视器或报警器, 当输电网不同地点的电压相位角差超过了预测范围就会发出警报。相位角差的概念将在附录 B 的框 B.1 中进一步详细讨论。

框 2.1 电力系统状态估计

输电网中所有线路的电压、电流及功率都在系统运营商的持续监测中。这些数据在包括线路、发电机组和负荷的电力系统模型中使用。这些模型称为状态估计模型, 它们输出的是估计的系统状态。电力系统状态是运行人员为评价系统状况对同一时间系统电压和电流的观测, 必要时还将采取行动。例如, 运行人员可以使用模型结果来识别异常的系统状况, 进行发电调度并避免达到稳定极限和发热极限。

无论采用哪种模型, 状态估计模型的结

果都只是系统实际状态的一种近似估计。原因之一是监控及数据采集系统的传感器测量不是同一瞬间的; 数据可能在几秒钟内传送, 因此无法观测到相位角数据。另外一个原因是这些数据并不总是精确的。状态估计模型通过设置整个系统的测量冗余度来解决这一问题。

状态估计模型采用迭代算法, 通过几次迭代后汇集为一个解决方案, 从而估计出系统的状态。然而这种算法还不完善, 当系统处于非正常或紧急情况时, 状态估计模型难以估计系统状态, 遗憾的是, 这种时候恰恰最需要系统状态估计。

图 2.3 展示了相位角报警应用的有效性, 该图所示克利夫兰和密歇根的相位角差与时间的函数已预示了 2003 年的大停电。对相位角测

量的分析表明, 在停电事故发生前约 1 小时, 相位角差就逐渐增大。如果当时相量测量装置 (PMU) 已形成网络并已使用实时相位角监测

应用，系统运行人员应该可以收到即将发生问题的报警，并有机会采取补救行动。^[8]

相位角报警的发展不是没有意义的。在相量测量装置 (PMU) 的报警功能或其他应用可以操作前至少需要几年时间收集基础数据，并且要将这些数据与利益相关方共享。仅有少量的早期相位角报警已经在实施；例如，博纳维尔电力管理局有一个系统已运行足够长时间，可在其 3 台发电机上建立相位角基础数据。通过观察获得基础数据不仅对相位角报警是重要的先决条件，对许多其他潜在的同步相量测量软件应用也很重要。^①

为便于区域间同步相量数据的共享，北美电力可靠性公司 (NERC) 于 2010 年 2 月制定了两个保密协议。一个是针对行业实体，涵盖基于运行及可靠性的目的，在 NERC 相量群体中对相量数据的保密共享。另一个协议是为了行业的整体利益，在有所限定的基础上与研究

人员共享行业相量数据。

这些协议是否有效还有待观察。截至 2011 年 9 月，仅有少量的几家实体签署了这一数据共享协议。^[10]进一步的担心是该协议仅涉及测量数据的共享，但为有效使用数据，基础网络的信息也是同样需要的。

这些担心并不能保证立即就有行动，因为这些协议相对较新，而随着时间的推移，有可能在系统运营商和一些可信赖的学术研究机构之间进行有机的网络模型充分共享。然而，政策制定者应认识到这一潜在的研究瓶颈。

研究发现

相量测量装置(PMU)有潜力使输电网大大受益。然而，数据共享机制尚不成熟，许多数据分析工具也尚未开发。

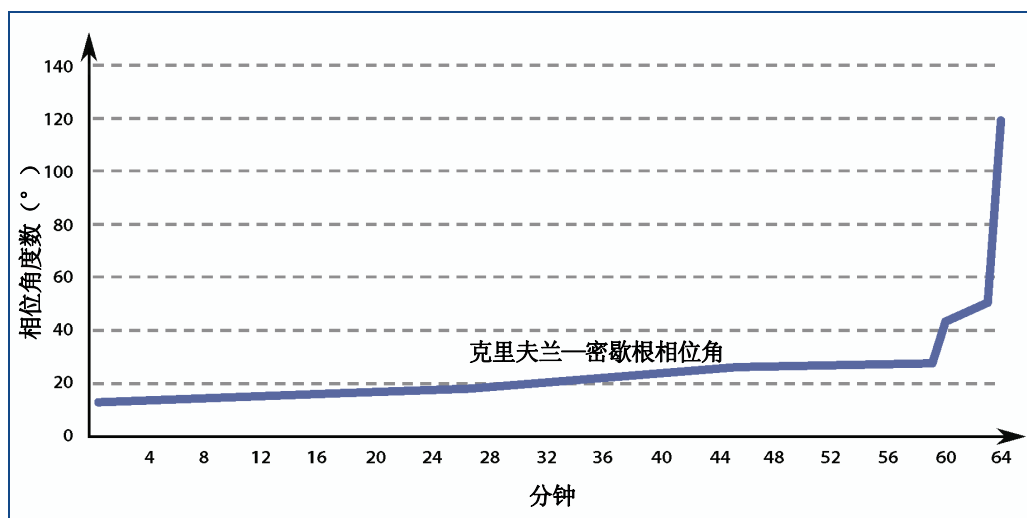


图 2.3 克里夫兰—密歇根相位角差预示了 2003 年 8 月的大停电

资料来源：北美电力可靠性公司相量测量装置提高可靠性实时应用特别小组，*提高可靠性的同步相量实时应用*，（新泽西州普林斯顿市，2010 年），<http://www.nerc.com/filez/rapirtf.html>。

① 同步相量测量的另一个特别好处将在下一章关于增加输电容量的部分中提及。^[9]

2.3 增加输电容量

随着负荷中心的发展和在一些新址的发电厂建设，急需增加输电网容量以实现两者可靠而经济的连接。完成这一任务的主要手段是新建输电线路，因为它们是输电网的基本构件。然而建设新的输电线路是有困难的。由于政治和环境政策的原因，很难获得新的通道权——即建设线路所需的土地。项目可能因此跨越多个年度，使必须进行的电网强化工作被延迟。即使是规划新的输电线路（该主题将在第4章中更为详细谈及）也是复杂的，并且需要平衡当地输电网与区域和跨区域长期战略目标的细节。

本节中，我们首先讨论限制输电容量的基本物理特性。然后，我们介绍可增加容量的输电线路技术，包括特高压交流（EHV）及高压直流线路、高压输电重叠、地下电缆及超导。最后，我们讨论在一些不新建输电线路的情况下，相量测量装置（PMU）和动态线路评价系统在增加输电容量方面的潜力，尽管这并不能长期替代基础设施的新建。

2.3.1 输电容量极限

输电线路容量主要有三个制约条件：发热限制、电压稳定性及暂态稳定性。首先，发热限制是直观的。线路损耗会增加线路温度，从而导致线路在两基杆塔之间出现拉伸和悬垂。在某一最高温度或热极限时悬垂度将足以使线路对地的距离降到可接受的最小值。稳定极限要比热极限更加复杂，从框 2.2 中讨论的关注点可以得出。每当运行人员遇到意外事件可能引发系统不稳定的麻烦时，就会达到这些极限。要确定这些稳定极限，运行人员必须进行大量的 N-1 故障分析。有一点是清楚的，即在任何正常的系统条件下，潮流不应导致过热或系统不稳定。N-1 故障分析进一步确保即使意外失去任一重要系统组件（如一台大型发电机或一条输电线路）情况下，电网线路上的潮流仍不会超过这些极限。由于在很多种情况下都可能发生紧急情况，这种分析要求有熟练的判断、时间及计算能力。

输电线路容量主要有三个制约：发热限制、电压稳定性及暂态稳定性。

框 2.2 电力系统稳定性

交流电力系统的稳定性是指其在受到干扰后保持同步运行的能力。系统不稳定会导致重大的负面后果，使本地停电扩展为大范围停电。总体而言，充足的备用发电、输电容量和紧密的网架结构有助于系统稳定。

暂态稳定性和电压稳定性是系统运行人员和规划人员关注的两种主要的稳定性形式。它们是相互关联的，一种稳定性问

题通常会引发另一种稳定性问题。稳定性的分类是基于稳定性现象的物理特性、所观测到的稳定性现象的系统变量，以及必须用于处理稳定性问题的分析方法。

暂态稳定性是指输电线路接受功率潮流暂态增加而未超过线路两端最大安全电压角的能力。

电压稳定性是指电力系统在受到干扰后维持可接受的电压水平的能力。最常见的电压不稳定形式是与某些负荷关联的

自动控制迫使发电机及输电设备超越其能力时，电压的持续降低。

这里对稳定性的描述是对精确的行业标准分类的较大简化，仅包含其他几种类型的稳定性。对稳定性的全面描述可见

P.Kundur 等所著的《电力系统稳定性的定义及分类》，IEEE/CIGRE 稳定性条件和定义联合工作小组，*IEEE 电力系统学报* 19 (2004): 1387-1401.

图 2.4 示出了短、中、长距离线路电力传输的典型限制因素。热极限与线路的材料特性有关，且不论线路长短都是恒定的。由于稳定性是一种系统特性而不是材料特性，因此，稳定性极限会随线路长度和其他系统条件而变化。热极限的考虑通常限制了短距离线路的电力传输，而长距离线路主要受稳定性的限制。特别是，中等距离线路的电力传输通常受电压稳定性的限制，而最长距离线路则受暂态稳定性的限制。

2.3.2 长距离输电技术

增加风力、太阳能等波动性能源接入电

网的政治利益是对这些物理约束的挑战。这些能源在联邦和州一级都受到了青睐，但它们通常远离负荷中心。虽然现有技术能力可以实现长距离输电，但边远可再生能源接入带来的效益应与其较高的成本及线路路径选择的困难相权衡。要达到边远可再生能源发电电力输送的恰当平衡是一个难题，有待通过第 4 章中讨论的输电规划政策和规程来解决。我们在这里讨论两种适用于长距离输电的技术——特高压交流及高压直流两种相对成熟的技术。

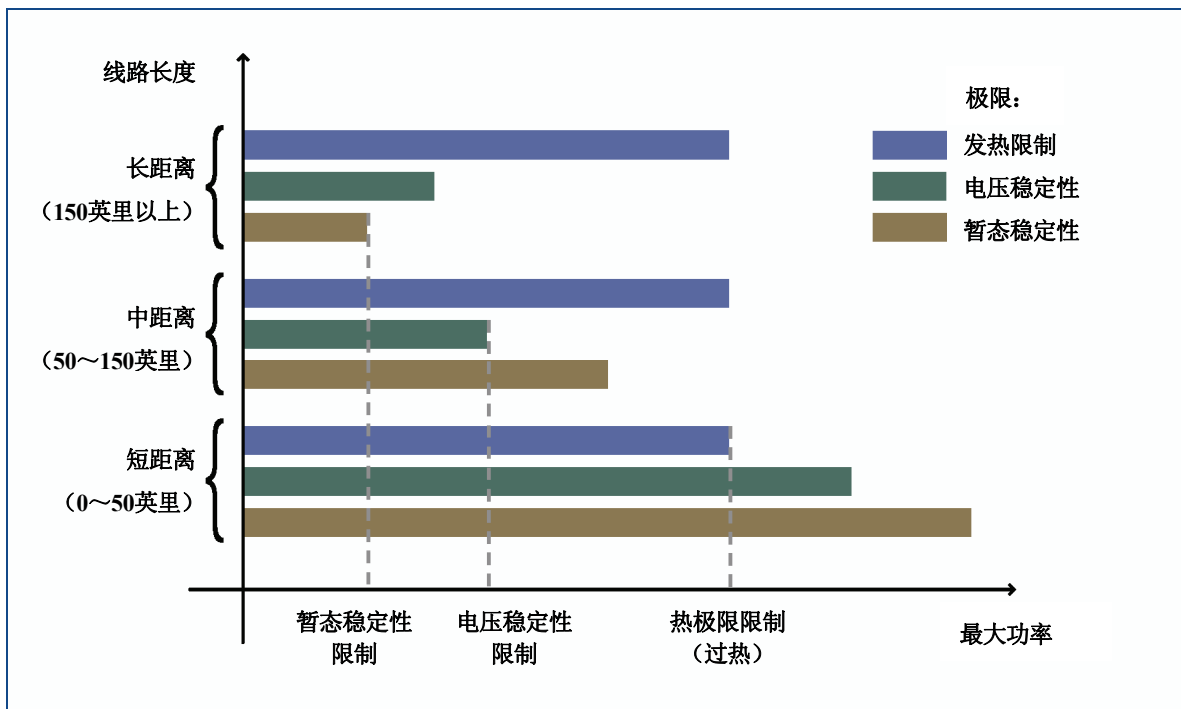


图 2.4 输电线路容量的三个主要制约条件

特高压（EHV）交流输电系统电压等级大超过 242kV 但低于 1 000kV。在美国投入商业运行的最高电压是 765kV，而 345kV 和 500kV 是标准电压等级。^[11]中国、俄罗斯和日本已架设了更高电压等级的输电线路，但只有中国以额定电压运行其 1 000kV 系统。[●]^[12]与低电压等级的线路相比，这些线路能以更长距离输送更多电力，但要求更大和更昂贵的变压器、绝缘子及铁塔，以及更宽的线路通道。结果是，最高电压等级的交流线路对大容量、长距离输电是最经济的。通过允许相邻地区互相支持和改进电网的稳定特性，架设高电压大容量的联络线可以改善可靠性。一条长距离特高压交流线路的长度和容量向来会受稳定性考量的限制，线路越长，线路的容量限制越低，不过线路的有效长度可通过安装电压支持设备来延伸。

输电系统的组成以交流线路为主，因为交流线路有许多理想的特性，如便于电压变换。然而，直流线路可以作为交流输电网络的有益补充。高压直流线路不受稳定性考量的限制，因此，理论上而言对线路长度是没有限制的。导线成本实际就是导电金属材料的成本，同一电压等级的直流输电线路的成本要低于交流输电线路，因为其所需的导线更少且导电性更好。但是，直流变电站的成本要高得多，因为变压器只对交流有效，因此需要更昂贵的电力电子换流站进行交直流转换。T 接直流线路，即将一个负荷接到一条线路中间，要求配备昂贵且复杂的换流站来取代用于交流线路的便宜的变压器。

直流线路可以作为交流输电网络的有益补充。

交直流换流站的电能损耗比交流变电站的损耗高。粗略的经验估计，对高压交流线路，变电站总损耗约为额定功率的 0.5%，而混合式换流站一条传统高压直流输电线路两端的损耗约为 1.5%。^[13]然而，直流线路每英里的损耗要低于交流线路。因此，直流特别适合长距离点对点输电，从单一电源点连接到直流电网的这一点。

在美国，±500kV 的太平洋直流联络线从俄勒冈到洛杉矶绵延近 850 英里；中国的±800kV 向家坝至上海的直流连接约 1 300 英里，是目前世界上最长、电压等级最高的直流线路。^[14]

一项假设的输电项目分析对 765kV 交流和 ±800kV 直流 6 000MW 输电线路在不同距离时的成本及损耗进行了比较。^[15]对一条 800 英里的线路进行分析发现，765kV 交流线路满载的电能损耗接近±800kV 直流线路的两倍，而建设 765kV 交流线路的前期成本也大约是 ±800kV 直流线路的两倍。如果项目是一条仅 200 英里的线路，则直流方案将略贵而损耗相当。这一案例仅仅说明线路长度与高压交直流输电项目的成本和损耗之间的关系。任何一个实际项目应以更详细的方式和许多更为重要的标准进行评价，诸如对可靠性的长期系统影响和通道权的考量。最经济的方案不一定是最适合的方案。

研究发现

当可再生能源电源点远离负荷中心时，直流输电线路在经济性方面会具有吸引力。

● 俄罗斯和日本目前是以 500kV 电压运行其 1 000kV 的线路。

一种被称为电压源换流器（Voltage Source Converter，简称 VSC）的新型高压直流换流器具有提高系统稳定性及控制的潜力。^[16]不同于传统的高压直流换流器，VSC 不要求线路两端有强大的交流电源，这使其作为波动性能源接入技术更具有吸引力。通过在换流器中使用一种晶体管的，而非可控硅的更具灵活性的开关，可实现这些好处。^①可以预想一个使用 VSC 高压直流换流器的直流网格型电网将欧洲北海分散的风力发电机组与欧洲大陆相连。^[17]目前，这一技术还未达到传统高压直流所能达到的最高电压。截至 2011 年，在运行的最高电压联络线是在纳米比亚赞比西河（Zambezi）和格鲁斯（Gerus）之间的 ±350kV 卡普里维（Caprivi）线路。这条联络线的容量仅为 300MW，但半导体装置和直流断路器的新发展，预示着未来几年内可允许有更高电压等级和更大容量的线路。^[18]虽然 VSC 换流器的效率也有所改进，但 VSC 高压直流换流站的电能损耗较传统高压直流站仍略偏高。

研究发现

电压源换流器的控制灵活性可改善系统稳定性并促进边远可再生电源的接入。

2.3.3 输电重叠

最近几年出现了关于高压输电重叠的提议，即在现有输电网上再叠加一个新的特高压输电网。^[19]这种输电重叠将构建一个跨越大范

围地域的更加紧密的网格型电网，从而促进波动性能源的上网。然而，我们必须在权衡建设如此广大的输电网络的高成本基础上来评价上述这种输电重叠的好处，这个成本我们并未推测估计过。

输电重叠无疑对新能源电源的良好接入、提高可靠性和降低损耗有很多益处。美加电力系统停电事故特别小组指出：“更高电压等级的线路和网络结构更紧凑的线路可以更好地吸收电压和电流的振荡，从而成为防止[连锁故障]蔓延的屏障。”^[20]对于特定水平的功率传输，当电压等级提高时损耗就会降低，负荷优化的线路较过载的线路损耗低。这也使得区域间的较强联系可能会让系统运营商减少对昂贵备用的要求。

然而建设一个高压线路的网络同样费用不菲。全面评价输电网重叠的成本和益处需要按第 4 章中描述的跨区域规划流程来进行。中西部独立系统运营商的区域发电送出研究是区域系统规划实施的成功范例。^[21]该研究的目的是支持满足区域可再生能源占比标准的输电组合的发展，这类组合要求输送每兆瓦时电能的成本最低。这些标准表明某一特定百分比的能量来自可再生能源。本研究中指出的一项重点考虑是，在当地风力资源到当地负荷中心的低输电成本与远离负荷中心的风力资源的有利容量因素之间的平衡。图 2.5 显示了这种平衡。本研究通过对美国中西部地区特点的详细分析，得出的最优解决方案是输电重叠要服务于两种风力区域，而不仅是其中一种或另外一种，即

① 晶体管和可控硅都是半导体装置，功能像一个开关，但它们有不同的特性。可控硅开关易闭合但可能只在特定条件下断开。晶体管开关闭合和断开都很容易。

包括一些当地的风力资源和边远地区的风力资源。基于此结论，本研究进行了输电重叠方案的分析并确定一批有前景的输电项目作为中西部独立系统运营商的输电规划流程的输入项。

如第 4 章中所指出的，区域间的规划流程面临技术和机制两方面的挑战。区域间可再生能源接入电网的研究，例如《东部风能接入电网和输电研究》以及《西部风能和太阳能接入电网研究》已表明，通过高电压、紧密网格格式输电线路将高渗透率的可再生能源接入电网在技术上是可行的，但还没有实际的规划应运而生。^[22]

研究发现

构建一个高压输电重叠在技术上是可行的，并有助于系统运行和促进可再生能源的联

网。在缺乏详细的跨区域规划研究的情况下，无法确定未来最优重叠电网的特征及成本。

2.3.4 地下输电及海底输电

地下电缆或海底电缆用于那些不能使用架空线路，或使用架空线路不理想的地方。当这些电缆用于交流输电时，有一个严格的制约条件，即大的容性充电电流要求总体限制电缆长度仅为几十英里。直流电缆仅受电能损耗的限制；最长的海底直流电缆是连接挪威和荷兰的 580km 电缆。尽管有绝缘材料的创新，但组配和安装的复杂性意味着电缆仍将比架空线路昂贵。^[23]然而，在美国确定架空线路路径的困难使海底电缆成为一种有吸引力的方案，尽管其费用更高。

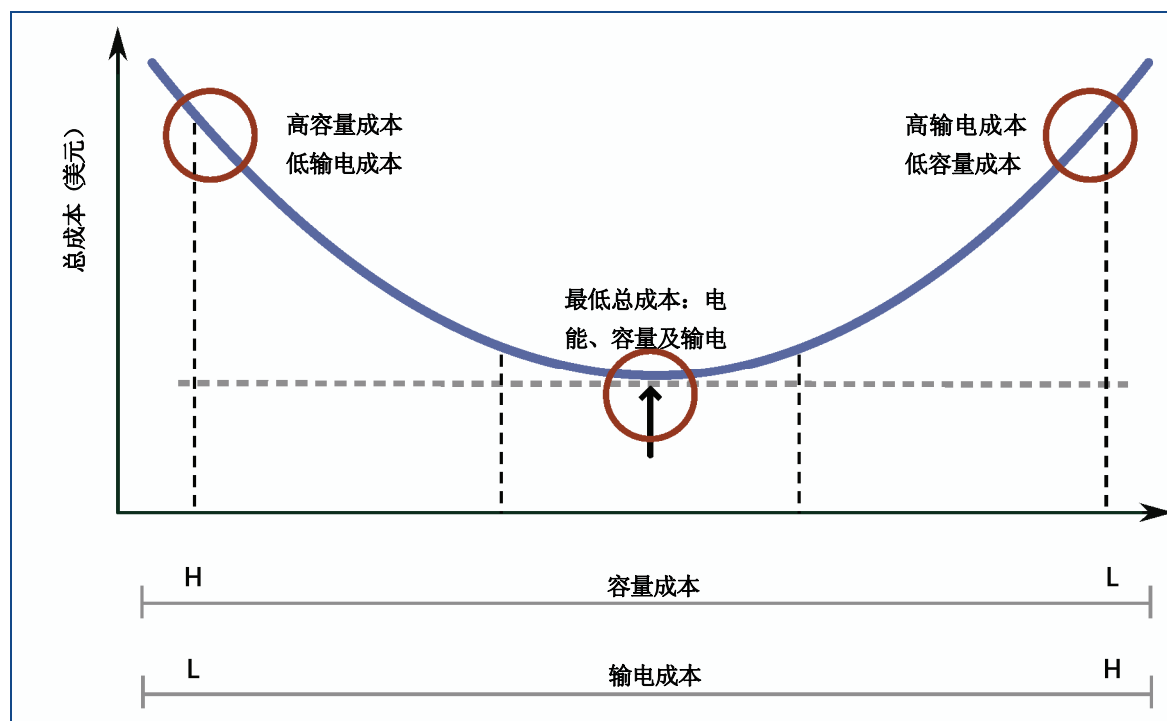


图 2.5 输电成本和容量因素的平衡

资料来源：中西部独立系统运营商，*区域发电送出研究*（印第安纳州卡梅尔，2010）。

2.3.5 超导

过去 10 年,在实验室里研制出了高温超导体 (high-temperature superconductor, 简称 HTSC)。超导体是当温度降低到某一特定临界温度时电阻极低材料,不同的超导体临界温度不同。HTSC 是可以利用液氮这种相对便宜的沸点为-196℃的冷媒来冷却的超导体。与相同物理尺寸的常规导体相比,HTSC 有更大的导电容量,但受限于难以保持充分的冷却。到目前为止,距离最长、容量最大的 HTSC 电缆为 138kV 交流电缆,于 2008 年在政府资助下成功完成了验证试验。^[24]该项目连接了长岛电力管理局服务区域内相距 600m 的两座变电站,并克服了超导输电线路的一些实际技术困难,例如耐受故障电流(即由输电线路短路产生的非常规大电流)的能力。该项目的第二阶段还在实施中,它将测试冷却系统的快速现场修复及连接电缆接头的功能。^[25]通过将同一管道中的现有电缆替换成交流 HTSC 电缆,高温超导体正成为提高现有电缆容量的一项更为实用的方案。在传统的可选方案成本较高的情况下,例如人口稠密的城区,这一方案尤其具有吸引力。

超导体也可用于制造一种叫做故障限流器的装置(Fault Current Limiter, 简称 FCL)。顾名思义,故障限流器的目的是减少故障情况下的电流,不是通过开关来遮断,而是引入一个高阻抗来降低电流的水平。在某些线路上,加装 FCL 能使线路承载更大的负荷而不会超过断路器的容量。由于在正常系统状态下不希望有高阻抗,因此 FCL 设计的难点就在于如何仅

在故障情况下需要时极快地将阻抗接入系统。在简单的 FCL 设计案例中,通过利用超导材料固有的限制特点来加入阻抗。当超过某个最大电流水平时,材料会从超导体状态回复到具有高阻抗的常规导体状态。虽然这项技术很有前景,但超导 FCL 尚未按输电电压等级进行过验证,^①不过至少已有两个项目希望在未来两年内实现这一目标。^[26]

研究发现

高温超导电缆技术已显示出实用性,并且是大幅增加现有电缆容量而无需新增通道权的一种颇有前景的方法。

2.3.6 相量测量用于增加输电容量

除有助于避免停电外,相量测量装置(PMU)还可通过系统运行人员操作系统使其更接近真实稳定极限、有效增加某些线路的容量而不会加剧停电风险,从而明显提高系统容量。在此前的一个例子中,加利福尼亚独立系统运营商和北美电力可靠性公司(NERC)签署的一份共享同步相量数据的协议预期将为加利福尼亚—俄勒冈联络线路最终带来 30% 的容量增加。^[27]如此大幅的增加是不寻常的,因为仅有受稳定极限限制的线路才有机会受益于同步数据。然而仅增加几条关键输电线路的容量就可带来很大的经济效益。

仅增加几条关键输电线路的容量就可带来很大的经济效益。

① 对于使用如电力电子装置等其他方式制造的故障限流器也同样如此。

2.3.7 动态线路评价

动态线路评价系统也可能增加输电线路的运行容量。一直以来，系统运行人员都在假设的最恶劣季节情况下设定线路的热极限；例如炎热无风的天气是夏季最恶劣的情况。相对于实际情况，这种静态极限常常显得保守。动态线路评价系统测量变化的环境条件并相应更新系统模型，除少数最恶劣情况外可总体提高输电容量极限。虽然动态线路评价系统可凭借多种传感器来实施，但目前相对应用较广的一种设计仅使用了两项功能，一是测量线路张力，其次是测量气温。这两组数据可使运行人员确定平均导体温度，这是线路热极限的主要决定因素。安装于现有线路上的动态线路评价系统显示，根据不同状态可提升 5%~30% 的容量。^[28]

安装于现有线路上的动态线路评价系统显示，根据不同状态可提升 5%~30% 的容量。

当输电线路将风力发电机与输电网其余部分相连接时，动态线路评价系统尤其具有吸引力。当风力最强时，风力发电机需要更多的输电容量，而有利的是，强风力恰好是动态线路评价系统提升线路容量的条件。然而，当风力资源远离负荷中心时，所需的长距离连接线路趋向于受稳定性的限制而不是受热性能的限制。动态线路评价系统无助于提升这些线路的容量。

在一些极端天气情况下，动态线路评价系统将对线路容量施加较传统静态线路评价更为严苛的限制。了解真实的输电容量限制意味着在极端天气中最危急时刻，即当负荷较高而系

统承受最大压力时提高输电可靠性。2003 年的停电事故就是这种情况，当时设定一些线路的静态输电容量极限时，假设会有少量的风来冷却线路，而实际却几乎没有风。^[29]动态线路评价系统本应向系统运行人员发出另外一级报警。由于 2009 年一项针对电力服务提供商的调查显示，仅有 0.5% 的受调查者的线路上安装了动态线路评价系统，因而美国能源部把这些动态线路评价系统的应用称为“新生事物”。^[30]根据此前该系统应用得到的积极结果，我们可以预期从现在至 2030 年间，动态线路评价系统的应用将会有所增加。

2.4 改善系统运行

间歇性发电的挑战（第 3 章）和高级需求响应方案的机会（第 7 章）将为系统运行的技术改进创造机会。值得注意的是，需要对能量管理系统进行升级以便适应相量测量装置（PMU）的同步测量。由这些同步测量支持的电力电子装置可在要求新颖通信结构的高级控制方案中发挥一定作用。未来的控制系统比本章中讨论的许多单项技术更难以理解，应将其作为电力公司及研究机构的研发主题。

未来的控制系统比许多单项技术更难以理解。

2.4.1 能量管理系统与相量测量装置（PMU）一体化

如要能量管理系统处理从相量测量装置（PMU）获取的更多数据，必须对该系统进行升级。将同步相量数据补充到现有状态估计软件中可提高状态估计的精确度，从而对发电机组实施

更优化的经济调度。然而，这种改进是渐进发展的，尚无法处理系统状态异常时状态估计软件偶尔失效的根本性缺陷。状态估计软件可能逐步被基于 PMU 的工具部分替代，这种工具还有待发展为可直接测量系统状态而不仅是估计。这种工具将比现在的状态评估软件更快、更精确，并能避免在异常系统状态下状态估计软件已经找到解决方案的问题。这种工具要求广泛应用 PMU，大概要在所有节点中的 30%~50% 进行应用。^[31] 需要强调对临界状态下应用 PMU 测量的可靠性及精确度的关注。考虑到 PMU 目前已经应用的数量，到 2030 年前，这种系统可能只在最高电压等级上具有可行性，如果要使其进一步发展，将可能是对现有状态估计软件进行补充而不是替代。

研究发现

相量测量装置 (PMU) 通过提供实时数据，并以较现在使用的状态估计工具更快、更精确的方式确定系统状态，从而提高能量管理系统的性能。要使之成为可能需要更加广泛地应用 PMU。

2.4.2 高级控制方案

计算能力的增强和更精确、及时的数据获取可能会带来系统控制的新方法。新方法中有更加复杂的保护功能、广域控制系统及使用相量测量装置 (PMU) 数据的闭环控制。

目前应用的最复杂的控制方案被称为系统一体化保护方案 (System Integrity Protection

Scheme, 简称 SIPS),^[32] 其中包括根据本地测量和广域测量做出决策的分散的子系统。^[33] 这些整个系统内的 SIPS 通常在区域间大功率传输的情况下实施，当超过某条线路的额定容量时，可能会引发灾难性的停电。在美国，西部电网的主要系统运营商已经实施了一些 SIPS。对于典型的保护系统，将通过线路任一端的断路器跳闸对有问题的线路进行简单隔离，可能通过系统的其余部分来传送冲击，而 SIPS 则采用预先计算好的方案来协调更智能的响应。这些响应可包括有意孤岛化两个区域、^① 甩负荷，或启动电压支持装置。

最后，相量测量装置 (PMU) 支持的广域测量系统 (WAMS) 可转化为积极参与控制活动的广域控制系统。^[34] 这个概念包含广泛的未来可能的控制方案。一方面，广域控制可能仅是今天的系统一体化保护方案 (SIPS)：用以响应某种特定类型问题的保护过程。另一方面，广域控制也可使用闭环反馈控制以消除检测到的系统振荡。

由于这些研究成果，而使系统运行人员获得了新的工具，控制室可视化技术及运行人员培训将变得越来越重要。控制室已非常复杂，并且在危急情况下，运行人员必须快速采集大量信息。控制室的新增工具不应只是简单地使运行人员获得新信息，还要使新旧信息以更有效的方式呈现。此外，在使用新工具前，应对运行人员普遍进行关于新工具的培训。因此，北美电力可靠性公司 (NERC) 新的标准就要求采用一种较先前标准更加系统的方法进行培

① 此处的“岛”指的是电网中一个独立的部分，在其内部发电和负荷是平衡的。要决定在何处构建这类“岛”来帮助提升系统可靠性需要认真研究系统的各种紧急情况，构建这类“岛”包括切换很多断路器，还可能在“岛”内甩掉一定数量的负荷以平衡总体负荷和发电。

训。^[35] 培训包括全面熟悉，并详细模拟可能发生的潜在危急情况。开发适合的可视化工具所需的资源和时间，以及配备使用这些工具的运行人员，都应纳入一体化控制系统的研发战略中。

研究发现

基于相量测量装置 (PMU) 广域网络实时数据的自动控制功能代表了系统运行的一个重要变化。目前，这类系统在数量和容量上还较为有限。为使这类控制更加普遍，应开展关于控制算法的重大研究并增强对 PMU 数据可靠性和精确度的信心。

2.4.3 柔性交流输电系统

可以预见，未来高级控制方案的一项重要内容就是柔性交流输电系统 (Flexible Ac Transmission Systems, 简称 FACTS)。这类系统利用应用于输电网的电力电子技术实现对系统更加快速和灵活地控制。FACTS 装置的基本特性见表 2.2。表 2.2 中所列的每一种装置都已应用于实际输电系统。然而，不同于静止无功

补偿装置 (SVC) 的是，由于成本的原因 FACTS 装置的应用已经受到限制。某些情况下将其与更加复杂的控制系统相结合可能有助于证明这种高成本是物有所值的。

如果要使柔性交流输电系统 (FACTS) 成为未来电力系统的一个重要因素，必须在降低成本方面进行进一步研发。关于 FACTS 的研究可分为三类：半导体材料、单个 FACTS 装置内的控制算法以及包含 FACTS 的全系统控制方案。在所有这三个类研究中有许多工作需要开展，但后面这两类研究尤为重要。还应在制定战略上开展一些工作，以基于可重构的算法替换高特定性的控制算法，因为这种算法随着输电网的变化将逐渐淘汰。应鼓励系统运营商、学术机构和设备制造商进行研究合作。

研究发现

为完全实现同步相量数据、柔性交流输电系统 (FACTS) 装置和其他新技术带来的改善系统的益处，需要开发利用借助于这些技术互补特性的控制系统。

表 2.2 主要的 FACTS 装置概况

名称	最适合的功能
静止无功补偿器	在节点处控制电压
静止同步补偿器	改善系统稳定特性
可控硅控制的串联补偿器	改善系统稳定特性 控制功率潮流
统一的潮流控制器	在节点处控制电压 控制功率潮流 改善系统稳定特性

2.4.4 信息和通信

新的通信基础设施^①及结构将支持未来电力系统的运行。当今，有许多数据传输方式被用于执行各种电力系统通信任务；无线电、微波、电力载波及光纤是较为普遍的一些传输介质。为适应未来软件应用在高带宽、延时性和可靠性方面的要求，光纤似乎更突显卓越特性。

可视化系统已经显示出借助现代通信基础设施实现电力用户直接利益的潜力。美国橡树岭国家实验室（Oak Ridge National Laboratory）利用多家电力公司提供的数据开发了能量认知及弹性服务软件（Energy Awareness and Resilience Service System，简称 EARSS），并为跨越多个辖区的输配电系统提供最新信息。该可视化系统在2011年8月艾琳飓风期间及其后的紧急和恢复工作中提供的支持，是对2003年8月停电事故期间数据获取能力的重大改进。^[36]

在通信系统的架构中会发生较多有破坏性的变化。目前，大部分系统运行的决策是由控制中心根据 SCADA 系统收集的数据而发出的。一些研究者设想构建一个允许不同利益相关者群体收集信息并自主进行智能运行决策的 IT 框架。^[37]例如，一个电力用户或许可以获得有关电价或系统状态其他方面的信息，并根据这些较为广泛的信息来优化其用电行为。较其他事项而言，这需要在输电和配电运营商之间进行更多的信息无缝分享。在决定是否将系统运营商的一些控制权让与其他利益相关者时，对监管机构的一个大挑战就是如何保持并确保

同样高的可靠性水平。

一些研究者设想构建一个允许不同利益相关者群体收集信息并自主进行智能运行决策的 IT 框架。

系统运行的新工具将由计算机处理能力的提升和利用这种提升所做的新算法来予以支持。在过去 10 年中，PJM 在开发和实施新的优化算法方面已做出了努力，以帮助解决诸如每天有多少发电机组要发电及何时发的问题。这些努力已为美国一些电力市场节约了数目可观的成本。^[38]系统运行的其他优化问题的新方法可能还会带来更多的节约。例如，最近已开始探索优化输电切换的可能性，即在功率潮流模式下发电机正在发电过程中，使用开关将线路连入输电网或从中切除。^[39]

2.5 结论和建议

如第 1 章所述，现今的输电网运行可靠而高效。但能改善系统性能的新技术也在不断涌现，为系统加强可靠性、增加容量，并更好地适应波动性能源。单一技术独立发挥作用是不太可能有重大影响的，而将多种技术融于传感器、通信基础设施、控制设备和智能管理系统的集成体系中将会带来显著的效益。

以适当的分析工具将相量测量装置（PMU）整合到可将测量数据转换为可操作信息的广域测量系统中，可提供避免停电的保护并增加系统容量。虽然已具备 PMU 硬件，并在《美国复兴与在投资法案》（ARRA）资助下

① 第 9 章将讨论关于通信、数据安全和隐私的问题。

进行了广泛安装，但为充分利用这一投资所必要的软件和分析工具尚有待开发及应用。

可通过柔性交流输电系统（FACTS）装置的更广泛应用实现对系统电压及功率潮流的更强控制。如将其与相量测量装置（PMU）和广域测量系统（WAMS）整合在一起，这些装置快速控制能力可对电网控制做出重大贡献。然而由于目前这些装置中功能最全的成本较高，因而制约了其推广应用。FACTS 装置与新出现的广域测量系统的整合可借助其控制能力提供更大效益，并能使其成本更加合理。

建议

应在以下两方面开展研发工作：①开发必要的分析工具从而将相量测量装置（PMU）中获取的数据转化为可操作信息；②通过发挥 PMU, FACTS 及其他硬件装置的辅助潜能来开发需要利用这些信息的控制方案。

在电力公司、系统运营商及研究人员之间更加广泛地共享相量测量装置（PMU）数据对开发必要的工具至关重要。虽然北美电力可靠性公司（NERC）已制定了保密数据共享协议，但仅有为数不多的实体实施了该协议。

建议

北美电力可靠性公司（NERC）应继续鼓励相关实体参与到相量测量装置（PMU）数据共享的努力中来，这种努力对有效开发和利用 PMU 及广域测量系统是必要的。

虽然整个行业已经并将继续参与到本章所述的这些技术发展中，但只有当电力公司间进一步加强这些技术应用的合作才可能充分发挥其效益。

参考文献

- [1] North American Electric Reliability Corporation Electricity Supply & Demand Database, <http://www.nerc.com/page.php?cid=4|38>.
- [2] U.S. Department of Energy, *National Electric Transmission Congestion Study* (Washington, DC, 2009).
- [3] Siemens, “Reactive Power Compensation Reference List” (Erlangen, Germany, 2009).
- [4] North American Electric Reliability Corporation, “Risk Assessment of Reliability Performance,” <http://www.nerc.com/page.php?cid=4|37>.
- [5] Electric Power Research Institute, *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid*, technical report 1022519 (Palo Alto, CA, 2011).
- [6] A. Vaféas, S. Galant, and T. Pagano, *Final WPI Report on Cost/Benefit Analysis of Innovative Technologies and Grid Technologies Roadmap Report Validated by External Partners*, REALISEGRID Deliverable D1.4.2 (June 6, 2011), http://realisegrid.rse-web.it/content/files/File/Publications%20and%20results/Deliverable_REALISEGRID_1.4.2.pdf.
- [7] North American Electric Reliability Corporation Real-Time Application of PMUs to Improve Reliability Task Force, *Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability* (Washington, DC, 2010), <http://www.nerc.com/filez/rapirtf.html>.
- [8] U.S.–Canada Power System Outage Task Force, *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2004), <https://reports.energy.gov/BlackoutFinal-Web.pdf>.
- [9] For more detail on other envisioned PMU applications, see North American Electric Reliability Corporation Real-Time Application of PMUs to Improve Reliability Task Force, note 7 above; and Electric Power Research Institute, *Phasor Measurement Unit Implementation and Applications*, technical report 1015511 (Palo Alto, CA, 2007).
- [10] North American Electric Reliability Corporation, “NASPI Data Sharing Agreement Signatories,” <http://www.nerc.com/page.php?cid=6|319|345>.
- [11] IEEE Standard Preferred Voltage Ratings for Alternating-Current Electrical Systems and Equipment Operating at Voltages Above 230 kV Nominal, IEEE Standard 1312-1993, i-2.
- [12] “Focus on UHV AC: China Shows the Way by Energising 1,000 kV line,” *Global Transmission Report*, March 2, 2009, <http://www.globaltransmission.info/archive.php?id=1434>; and Y. Yamagata, M. Ono, K. Sasamori, and K. Uehara, “Important Technologies Applied for UHV AC Substations in Japan,” *European Transactions on Electrical Power* (2011), doi:10.1002/etep.568.
- [13] M. P. Bahrman and B. K. Johnson, “The ABCs of HVDC Transmission Technologies,” *IEEE Power & Energy Magazine* 5 (2007): 32–44.
- [14] The ABB Group, “ABB Commissions World’s Longest and Most Powerful Transmission Link,” press release, July 19, 2010; and V. F. Lescale, U. Åström, W. Ma, and Z. Liu, “The Xiangjiaba- Shanghai 800kV UHVDC Project Status and Special Aspects” (Paris: CIGRÉ, 2010).
- [15] J. A. Fleeman et al., “EHV AC and HVDC Transmission Working Together to Integrate Renewable Power,” presented at Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power Delivery System, CIGRÉ/IEEE PES Joint Symposium, Calgary, Alberta, July 29–31, 2009.
- [16] S. G. Johansson, G. Asplund, E. Jansson, and R. Rudervall, “Power System Stability Benefits with VSC-HVDC Transmission Systems” (Paris: CIGRÉ, 2004).
- [17] E. Koldby and M. Hyttinen, “Challenges on the Road to an Offshore HVDC Grid,” presented at the Nordic Wind Power Conference, Bornholm, Denmark, September 10–11, 2009.
- [18] ABB, “HVDC Projects by Type and Power,” <http://www.abb.com/industries/ap/db0003db004333/718bfd4f5d7fa84bc12574ad00302100.aspx>.
- [19] EnerNex, *Eastern Wind Integration and Transmission Study*, report prepared for the National Renewable Energy Laboratory (Knoxville, TN, 2010).
- [20] U.S.–Canada Power System Outage Task Force, see note 8

- above, page 75.
- [21] Midwest Independent System Operator, *Regional Generation Outlet Study* (Carmel, IN, 2010).
- [22] EnerNex, see note 19 above; and GE Energy, *Western Wind and Solar Integration Study*, report prepared for the National Renewable Energy Laboratory (Golden, CO, 2011).
- [23] Edison Electric Institute, *Out of Sight, Out of Mind Revisited: An Updated Study on the Undergrounding of Overhead Power Lines* (Washington, DC, 2009).
- [24] J. F. Maguire et al., “Installation and Testing Results of Long Island Transmission Level HTS Cable,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity* 19 (2009): 1692–1697.
- [25] J. F. Maguire et al., “Progress and Status of a 2G HTS Power Cable to Be Installed in the Long Island Power Authority (LIPA) Grid,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity* 21 (2011): 961–966.
- [26] Electric Power Research Institute, *Superconducting Fault Current Limiters*, technical report 1017793 (Palo Alto, CA: 2009).
- [27] D. Guido, “ISO, NERC Pact Aims to Lower Blackout Threat,” *Megawatt Daily*, April 16, 2010.
- [28] K. Hur et al., “High-Wire Act,” *IEEE Power & Energy Magazine* 8 (2010): 37–45.
- [29] U.S.–Canada Power System Outage Task Force, see note 8 above.
- [30] U.S. Department of Energy, *Smart Grid System Report* (Washington, DC, 2009).
- [31] B. Xu and A. Abur, *Optimal Placement of Phasor Measurement Units for State Estimation*, technical report 05-58 (Tempe, AZ: Power Systems Engineering Research Center, 2005).
- [32] A. Phadke and D. Novosol, “Wide Area Measurements for Improved Protection Systems,” presentation to CIGRÉ Symposium, Hrvatska, Croatia, November 9–12, 2008.
- [33] M. Begovic, V. Madani, and D. Novosol, “System Integrity Protection Schemes (SIPS),” presented at Bulk Power System Dynamics and Control—VII. Revitalizing Operational Reliability, 2007 iREP Symposium, Charleston, NC, August 19–24, 2007.
- [34] Electric Power Research Institute, *Phasor Measurement Unit Implementation and Applications*, technical report 1015511 (Palo Alto, 2007).
- [35] North American Electric Reliability Corporation, “Standard PER-005-1: System Personnel Training,” adopted by the North American Electric Reliability Corporation Board of Trustees on February 10, 2009.
- [36] K. Palmer “Grid Visualization Efforts Helped Heal After Hurricane,” *IEEE Spectrum*, September 2011, http://spectrum.ieee.org/computing/software/grid-visualization-efforts-helped-heal-afterhurricane/?utm_source=techalert&utm_medium=email&utm_campaign=092911.
- [37] M. Ilic, “3Rs for Power and Demand; Dynamic Monitoring and Decision Systems Maximize Energy Resources,” *Public Utilities Fortnightly*, December 2009, 18; and A. Bose, “Smart Transmission Grid Applications and Their Supporting Infrastructure,” *IEEE Transactions on Smart Grid* 1 (2010): 11–19.
- [38] D. Streiffert, R. Philbrick, and A. Ott, “A Mixed Integer Programming Solution for Market Clearing and Reliability Analysis,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2005, Volume 3*, ed. IEEE (New York: IEEE, 2005), 2724–2731; and K. W. Hedman, R. P. O’Neill, and S. S. Oren, “Analyzing Valid Inequalities of the Generation Unit Commitment Problem,” presented at Power Systems Conference and Exposition, March 15–18, 2009, Seattle, WA.
- [39] K. W. Hedman, S. S. Oren, and R. P. O’Neill, “Flexible Transmission in the Smart Grid: Optimal Transmission Switching,” *Journal of Regulatory Economics*, forthcoming.

第3章 波动性能源并网

本章我们将讨论通常被称为波动性能源（Variable Energy Resources，简称 VER）的风能和太阳能发电大量并入电网时，电网运行所面临的各种挑战。我们也提出各种有助于应对上述挑战的系统运行变化和规划措施。本章还将介绍当前的行业背景，以及政府为整合电网和增加 VER 并网所做出的努力，还有后面章节会涉及的一些内容。本章所叙述的主题主要是针对行业决策者的兴趣而进行的。

3.1 节描述波动性能源（VER）的基本技术特征和经济特征，并介绍由于这类电源的易变性和不确定性，而使电力系统面临的挑战。

3.2 节讨论波动性能源（VER）大量并网对系统运行备用要求产生的影响，以及限制系统运行成本上升的几种方法，包括加强对 VER 的预测、提高环境影响意识、使发电计划的决策时间更接近实时及在相邻的电力平衡区域内扩大合作等。我们发现，随着 VER 并网的增加，这些运行变化将会日益重要。

3.3 节讨论波动性能源（VER）的大量并网对未来具有良好适应性的发电组合的影响，讨论确保系统具有足够柔性（灵活性）的需要。本节还叙述了系统柔性的来源，包括常规发电技术和有潜力的新型资源，例如需求响应和储能技术。

3.4 节讨论随着波动性能源（VER）并网的增加，联网标准对于保持系统可靠性的关键作用。这些可同时适合 VER 和常规发电技术的标准，需要与 VER 不断突显的作用相匹配。尤其重要的是，应根据预测情况而非现有情况来制定标准。

3.5 节提出我们的结论和建议。首先，我们建议要广泛共享在波动性能源（VER）现场采集的微气象数据。其次，我们建议在系统运行中做一些改变，以便 VER 可在多个地区并网。最后，我们建议在 VER 并网不断增加的地区，要制订计划并采取相应机制，以激励灵活的发电投资和灵活性运行。

很多对美国电力生产的预测表明，由于通过补贴和可再生能源占比标准获得克萨斯州政策和联邦政策的有力推动，风能和太阳能发电

将大量增加。例如，美国能源信息管理局（EIA）希望在 2010~2030 年，在电力领域增长的总发电容量中，可再生能源占到 25%。^[1]

作为通常所说的波动性能源（VER），风能和太阳能普遍被认为是“波动的”和“不确定的”，因为与采用常规技术发电相比，仅能对风能和太阳能进行有限控制，且对其发电量的可预测性较低。随机性和不确定性是电力系统中的常见概念。经过几十年的经验积累，系统

运营商已开发了一些方法来解决源自电力需求水平变化和发电机组故障的随机性和不确定性问题。但是作为具有易变性和不确定性的新型资源，风能和太阳能发电给电力系统运行带来了挑战。

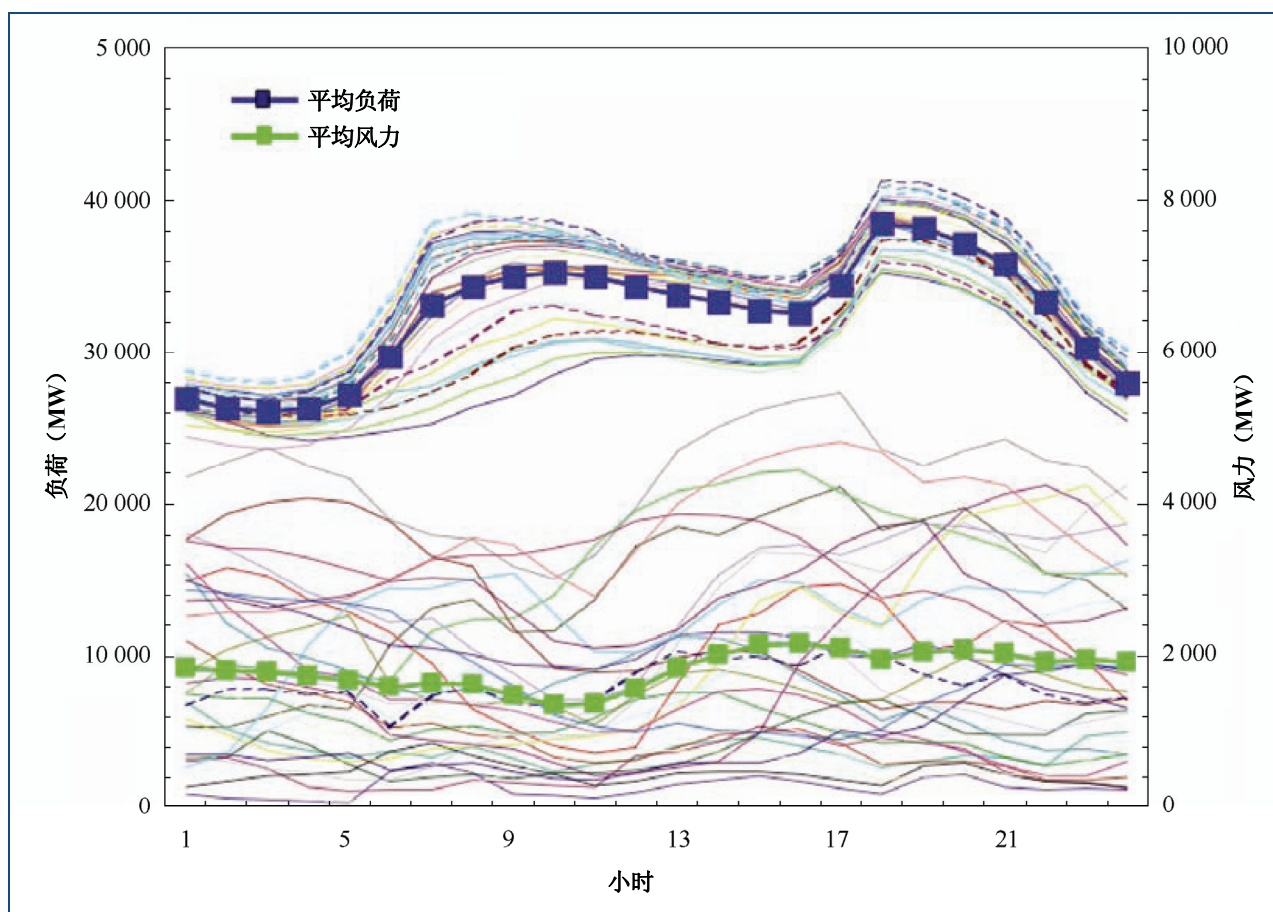


图 3.1 与 2002 年 1 月平均情况相比加利福尼亚电力系统的日负荷和风力发电情况

注：该图系与 2002 年 1 月加利福尼亚州每日风力发电量和负荷情况进行比较。上面部分的有色线条表示单日负荷情况，下面部分的有色线条表示单日风力发电情况。粗线条表示负荷和风力的月平均水平。

资料来源：GE 能源咨询公司，“间歇性分析项目：附件 B，加利福尼亚电网运行中间歇性发电的影响”（加利福尼亚州萨克拉门托市，加利福尼亚州能源委员会，2007）。

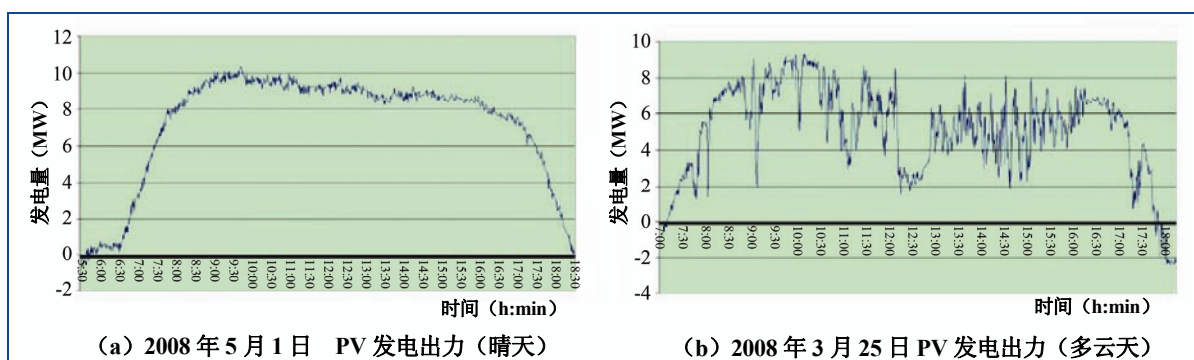


图 3.2 2008 年内华达州太阳能光伏 (PV)

资料来源：北美电力可靠性公司，*适应高水平的波动性发电*（新泽西州普林斯顿市，2009）。

3.1 波动性能源的特性

图 3.1 显示了与风力发电有关的一些挑战：风电出力的变化比需求的变化速度更快，变化幅度更大，这种变化并不符合日周期模式。有时我们也观察到一个相反的关系，在晚间需求有限的时段内，平均风力资源是过剩的。^[2]

与风电相比，人们普遍认为太阳能发电更有周期性，且与负荷需求也有更好的关联，尤其是在需求峰值前几小时，太阳能发电就能达到最大出力。然而，就单个电厂而言，没有储能配套的太阳能发电比风力发电更多变且不易预测。如图 3.2 所示，我们观测到在多云天气时，单个太阳能光伏 (PV) 发电厂 90% 的出力会在几秒的时间内发生变化。

当风的变化或过往云层导致发电出力变化时，必须相应改变可调度的发电机组或负荷，力图在我们所知的“平衡区域”的特定地理区域内平衡发电和负荷。较大的平衡区域在波动性能源 (VER) 资源可用性和大范围负荷方面具有更大的多样性，可以消除每一分钟变化产生的影响。相邻的较小平衡区

域可通过相互合并或合作，获得资源多样性带来的全部益处。

除随机性外，波动性能源 (VER) 出力的高不确定性会让现有的平衡过程复杂化，并且这也是时常引起 VER 发电机组并网成本高的主要原因。^[3]相比负荷预测，每日的风速和云层覆盖量是不确定的，VER 并网率高的系统要比 VER 并网率低的系统要求有更多的备用容量，这就导致了成本的增加。诸如风暴和大范围云层覆盖这样大规模的天气情况还会不断加剧对这些不确定性的担忧，这给系统运行带来了挑战，这种情况被称为陡变事件 (ramp event)，其特征就是在几分钟到几小时的时间内，VER 并入电网的比例同时大幅增加或大幅度减少。因为陡变事件通常很难提前预测，这就需要准备好额外的发电备用容量（或需求响应），当 VER 减少时调用备用容量来增加发电（或减少负荷），或是当 VER 增加时减少发电，以满足负荷要求。还有决定性的一点，如在持续一段时间内（如连续几天）缺少 VER，或 VER 供电不足，也会对运行带来考验。因此，电力系统必须要在并网、需求响应、存储、后备供电

以至在最坏情况下保持可靠性标准这些过程中都要具有足够的响应能力。

电力系统必须要在并网、需求响应、存储、后备供电以至在最坏情况下保持可靠性标准这些过程中都要具有足够的响应能力。

所有为适应波动性能源（VER）而做的运行调整都要求电力系统更加灵活，这就会导致运营成本增加。化石燃料发电厂必须承担额外的开停机费用，以及发电出力远不及最佳燃料效率的费用和控制空气污染的费用。此外，频繁的开停机和出力突变会增加电厂机械的压力，这可能会导致更高的维护成本，并降低机组寿命。以最低成本提供维护服务，同时要维持系统的可靠性和稳定性，这就要求认真制定投资规划，例如及时增加具有快速反应能力的可调电厂。

除了出力的随机性和不确定性外，风电和太阳能发电的可控性和电力特征也不同于常规

的同步发电机。在美国，由于VER发电并网比例较小，迄今为止几乎没有什么要求波动性能源满足的性能标准。随着VER发电并网的增加，并网标准将会日益重要。这些标准要求所有发电厂，包括VER发电厂要在新的预测情况下，为帮助保持系统稳定性和可靠性发挥积极作用。由于新型发电的成本昂贵，因而所有发电技术（包括VER发电和常规发电）的并网要求就尤为重要，该要求是按预期情况设计，而非现有情况。

波动性能源（VER）过去基本没有影响美国大电网系统，因为其仅占电力供应的很小部分。但随着其快速增长，这些政策支持的技术要求电力系统在如何规划、运营和控制方面有所变化。本章将探讨系统适应的挑战，以及在VER发展中将与电网相关的费用最小化的电网管理运营方法。如何分摊由于VER并网增多而增加的系统运行成本也是当前探讨的一个主题，具体描述见框3.1。

框 3.1 系统运行成本分摊

由于波动性能源（VER）的大量并网而导致系统运行成本增加是当前讨论的一个主题。以往，为确保系统可靠运行而要求增加的备用容量费用已分摊到所有终端用户。在2010年11月发布的《提议规则制定的公告》中（以下简称《公告》），联邦能源监管委员会（FERC）建议应由VER发电商来承担其产生的部分或全部额外费用。^[5]

零和游戏中，很难达成彼此都满意的解决方案，特别是当前波动性能源（VER）产生的费用日益庞大。这通过对《公告》的响应已得到例证。

响应《公告》的人承认，系统运行备用的费用分摊方案在实践中很难实施。但无论如何，还是有人建议尽可能实施。联邦能源监管委员会（FERC）提议，在波动性能源（VER）发电的过网费中增加一项辅助服务费。^[6] 联邦贸易委员会建议每个VER发电厂购买能提供备用容量的柔性资源的期权。^[7] 博纳维尔电力管理局正在探索允许风力发电商通过自我供应额外电力来调整失衡，以支付由于风电易变性导致的费用的可能性。^[8] 这个最新方案与一些欧洲国家已适当采用的“平衡市场”设计相一致。

在有关风电并网的文献中已经明确和研究了本章所叙述的所有适应性，其中有很多已经在其他国家和美国部分地区实施。^[9] 我们关注的焦点是风电场和大规模的太阳能光伏发电（PV）或没有储能的集中式太阳热能装置。我们会在第 4 章提出为规划和建设输电系统开发大规模波动性能源（VER）的启示，在第 5 章讨论通常安装于居民和商业建筑屋顶的分布式发电（DG）给配电系统带来的挑战。

3.2 波动性能源资源及备用容量成本

如在第 2 章中所解释的，首先是根据头一天制定的机组承诺运行计划（unit commitment schedules）来调度发电厂。这种机组承诺运行计划，或“前一天”的市场操作流程决定在随后一天的不同时点哪个发电厂会上网或下网。因受制于输电线路容量极限和其他安全性约束，垂直一体化的电力公司力图在运营成本高的发电厂上网前，通过调度边际运营成本较低的发电厂上网，将满足负荷需要的成本降至最低。在有趸售电力市场的地区，系统运营商采用发电厂的投标价取代实际的运营成本，来决定调度哪些机组上网。在附录 B 中讨论的这一过程称为“安全性约束经济调度”。无论是中央决策还是通过市场决策，都必须对提供运行备用容量和平衡负荷服务做出规定。

系统运营商往往是在不确定的情况下制定发电计划。因为提前一天所做的预测从来都不准确，因而在调度当天，可能并不需要承诺运行的发电厂发电，而可能会需要没有承诺运行

的发电厂发电。由于不可预见的设备故障或其他意外因素，承诺运行的发电厂可能无法满足其调度计划，而迫使系统进行备用容量调度。发电厂和需求响应可提供这类运行备用容量。

根据事件类型对运行备用容量进行分类，运行备用容量是按照对事件的响应和对速度、时间标度和预期响应趋向（向上还是向下）进行设计的。在有波动性能源（VER）并网的环境中，有五类备用容量较为重要，按响应时间列举如下。^①

（1）频繁响应备用容量（从毫秒至秒）：是当发电机或输电线路发生失电这类意外事故时，响应速度最快的备用容量。这类备用容量可单机自动启动，很少由控制中心运行人员明确调度。

（2）调节备用容量（秒）：是由于发电或负荷的随机变化，在常规运行状态下用以维持供需平衡的备用容量。这类备用容量由运行人员实时调度，这比能源市场的清算周期要快。

（3）陡变备用容量（几分钟至几小时）：是对几分钟至几小时内发生的陡变事件做出响应的备用容量。这类备用容量可迅速提高或降低其出力，且是针对有挑战性的运行状态而设计的，如风力预测错误时的运行状态。

（4）负荷追踪备用容量（分钟）：是由于需求或发电的周期性（如每天，每周）变化，在常规运行状态下由运行人员进行调度以维持供需平衡的备用容量，这类备用容量较调节备用容量的时间缓慢。

（5）补充备用容量（从 10 分钟至几个小

① 在不同系统和不同国家中的各类备用容量通常有各种各样的术语来描述。^[11]

时): 这是响应速度最慢的备用容量, 其伴随响应速度较快的备用容量一起作用。这类备用容量是为慢速陡变而设计, 并用以取代之应对未来不可预见事故时可采用的速度较快的备用容量。

风电并网的研究和经验表明, 伴随更多风电并网产生的额外随机性和不确定性将会增加对运行备用容量的要求。

风电并网的研究和经验表明, 伴随更多风电并网产生的额外随机性和不确定性将会增加对运行备用容量的要求。^[10] 联邦能源监管委员会 (FERC) 将这种备用容量要求的增加视为由于美国波动性能源 (VER) 并网导致成本增加的最重要原因之一。^[12] 对这种运行备用容量导致成本增加的充分理解, 就要

求更深入地检查 VER 是如何影响每一类备用容量的。

(1) 调节备用。波动性能源 (VER) 的不确定性和随机性会按分钟顺序使发出的电产生波动。要适应这种波动, 就需要以快速响应方式适时增加正常电力生产要求的调节备用。

(2) 频繁响应备用容量和补充备用容量。所有主要的国际研究得出结论是, 大量的波动性能源 (VER) 并网不会增加常规意外事故的风险。^① 我们希望在广阔的地域范围内, 把很多小电厂按 1~5MW 的顺序组合后并网, 这些电厂同时停机的情况就不太可能发生。^[13] 即使当 VER 同时降低出力时, 通常也要用几分钟到几小时的时间, 这比常规事故发生的时间要慢, 例如一个大型发电厂会在几秒钟内就与系统解列。^②

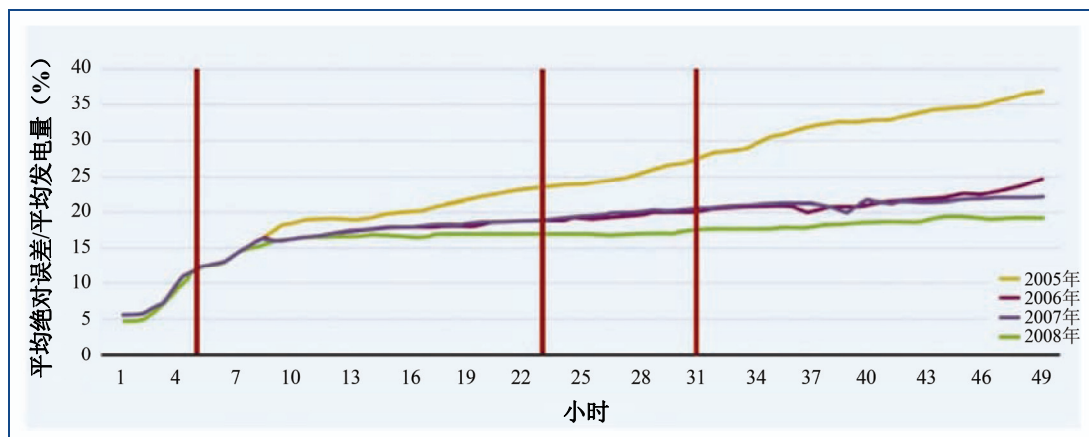


图 3.3 2005~2008 年预测误差与重要时间对比的变化

注: 红柱表示当发电计划成为最终计划, 并对不同市场产生约束力时的典型时间。

资料来源: 欧洲电力, 2020 年前间歇性可再生资源并入欧盟电力系统的挑战和解决方案 (比利时布鲁塞尔, 2010 年)。

① 这些研究假设, 在电网并网标准中提出了故障容许值。该问题将在随后的 3.4 节进行叙述。

② 这是发生风速超过最大容许值并导致多台涡轮机同时停机的一个例外情况。

(3) 陡变备用容量和负荷追踪备用容量。

陡变备用容量和负荷追踪备用容量主要用于抵消发电厂前一天计划中的波动性能源（VER）预测误差。如图 3.3 所示，虽然过去 10 年风力预测已取得很大进步，但在这个时段的风力预测对于发电量的绝对误差均值仍有 15%~30% 的平均误差。^[14] 经对比，提前一天的负荷预测误差通常比发电量平均误差低 1%。^[15] 由此，假设 VER 的实际发电量至少比预测发电量低 20%，运行人员就要谨慎地进行系统运行，要求有足够的备用容量。当预测真的出现误差时，就用这些备用容量来供全天调度之用。

负荷追踪备用容量和陡变备用容量是用于避免波动性能源（VER）发生陡变事故的风险。尽管陡变事故不是常规事故，但它与运行有重大关系。很多情况下，陡变事故是由于不知何时会发生，将会持续多久等这些不确定性而造成的。实际上通常很难预测陡变事故是否发生

以及何时发生，这种预测会导致大的突发性预测误差，由于时间太短无法启动完全没有并网的备用容量，而会耗尽当时并网的备用容量。^[16]

图 3.4 显示 2009 年 12 月博纳维尔电力管理局（BPA）耗尽备用容量的两次陡变事故。在 12 月 6 日最后几个小时内，风电出力极速上升，到 12 月 7 日早晨达到近 2 000MW，这占该局全部风力发电容量（当时大约为 3 000MW）的相当大部分。当风电出力上升时，BPA 调动了其 90% 的备用容量，并且不得不向一些风力发电商发布发电限令来削减一部分风电，以避免违反其备用要求。经过 12 月 7 日晚上和 12 月 8 日上午的时间，风电出力又急速下降到零。这种快速下降导致 BPA 耗尽其全部备用容量，并促使 BPA 压缩风电发电商的输电计划。陡变事故在规模和持续时间上的不确定性使系统运营商的响应变得复杂。

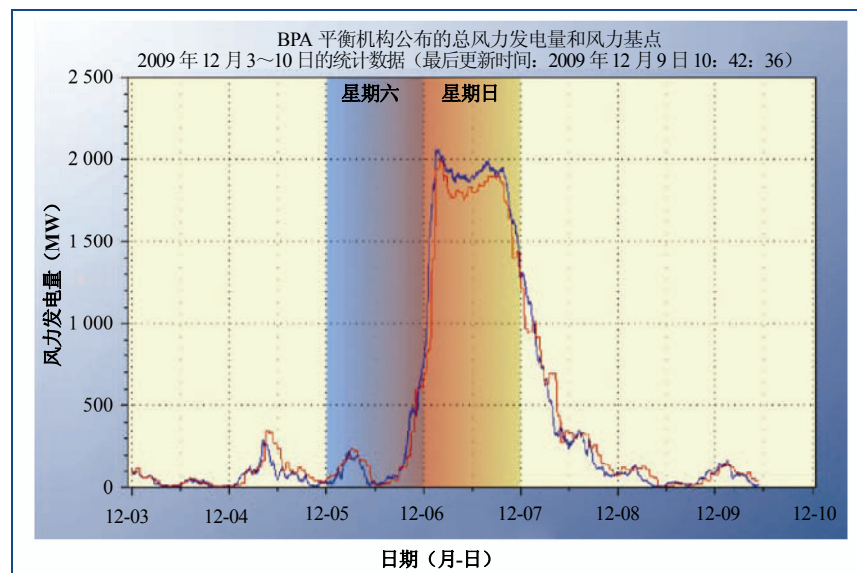


图 3.4 博纳维尔电力管理局（BPA）区域内的极速上升和极速下降的陡变事故

注：红线表示最终计划的风力发电量（经济调度基点），蓝线表示实际的风力发电量。

资料来源：北美电力可靠性公司，NERC IVGTf 任务 2.4 报告：运行惯例，过程和工具（新泽西州普林斯顿市，2011 年）。

在本章的其余部分，我们将讨论一套可降低波动性能源（VER）成本的工具。其中的很多工具可使电力市场更好地解决对灵活性资源（指可与波动性电源配合运行的可灵活调整出力的电源——译者注）的迫切需求：若电力商品市场是易变的，且有强劲的价格信号，则那些能最快调用的灵活性资源就能够以较接近市场实际需要的时间为其提供服务。这样就能使系统避免锁定最终不需要的资源，而那些资源可以用于其他方面。^[17]

3.2.1 提高波动性能源资源的预测和对形势的认识

提高波动性能源（VER）发电预测的准确性是降低其对备用要求的影响，从而降低系统运行成本最简单的方法之一。减少提前一天预测的误差可以降低承诺计划发电的风险，由此可减少为规避该风险而需要的陡变备用容量。减少实时预测误差可以提高实时调度计划的准确性，并减少须由调节备用容量和负荷追踪备用容量来纠正的不平衡。

电力系统运行中采用的风电预测主要是根据公共气象局维护的大型数字天气预报（NWP）模型的数据，以及在单个波动性能源发电设备安装时测量得到的气象和电力生产数据的组合来进行。NWP的数据集合覆盖区域范围广泛，并全面描述了特定时间内与大气状况有关的多方面信息。但由于生成数据的计算机模型的复杂性，数据更新特别慢，得出的空间结论相对不佳。提高购买力和计算机技术实力可对美国近几年的 NWP 模型产生巨大推动。在美国，国家海洋与大气管理局（NOAA）近来已启动每小时而不再是每 6 小时更新 NWP

数据，气象台也在进行不断改进。^[18]

在个别波动性能源（VER）电源建设中，当地气象数据和电力生产测量数据也是输入 VER 预测模型的重要数据。这些数据的更新通常比国家海洋与大气管理局（NOAA）提供的大型数字天气预报模型（NWP）数据更频繁，并且有更高的空间分辨率。个别 VER 业主和数据预测人员收集并使用这些数据来进行电力生产预测。在有独立系统运营商（ISOs）和区域输电组织（RTOs）的地区，要求 VER 发电商向系统运营商提供数据以进行预测。然而，情况并非都如此。^[19]系统运营商指出，VER 提供数据的准确性对发电预测的准确性至关重要。^[20]2010 年 11 月的立法提议公告中，在 VER 大规模并网的地区，联邦能源监管委员会（FERC）提议授权系统运营商发布这些数据，以便进行实时或接近实时的集中预测。^[21]提高数据共享将会提升电力生产预测能力，也是普遍认为的降低 VER 并网成本的重要一步。同时，增加数据通报次数和加强数据一致性监控也会增加成本，在不希望有大量 VER 并网的地区，这些成本增加可能会超出效益。截至 2011 年 11 月，尚未发布最终规则。

一般认为来自波动性能源（VER）的本地数据是专有和保密的，除预测人员和系统运营商外很少能共享这些数据。^[22]国家海洋与大气管理局（NOAA）将对风电涡轮轮毂高度数据的限制使用视为对现行数字天气预报模型（NWP）预测准确性的主要限制，并已经敦促联邦能源监管委员会（FERC）考虑也授权 VER 发电商和 NOAA 共享本地气象数据。^[23]当然，也应保护商业敏感信息。在 NOAA 和很多航空公司之间就有这样的保密合作。NOAA 也一直

在与行业利益相关者合作形成自愿的数据共享伙伴关系，NOAA 一直努力提高潜在利益，这样可增加获取数据的途径。^[24]

研究发现

在波动性能源（VER）并网较多的地区，更多地共享气象数据将会提高风力预测的准确性。

除了提高电力生产预测能力，开发和改进陡变事故预测工具也可以降低波动性能源（VER）对系统运行成本的影响。与常规 VER 预测系统不同的是，陡变事故预测系统的目的是对可导致高陡变事故风险的特定气象条件进行识别。当预测工具观测到这些气象条件时，系统运营商可以采取特别的预防措施，来保持系统可靠性和及时性，减少资源密集决策，以处理潜在的陡变事故。^[25]最近对阿尔贡国家实验室（Argonne National Laboratory）提出的陡变事故预测方法的调查表明，对气象专家来说陡变事故预测仍是一个新问题，且现有的气象预报仍然“不可靠且准确性低”。^[26]幸好，由于公共研究机构和私营风力预测公司的共同努力，陡变预测技术在快速提高。正如提高定期波动性能源预测一样，建议给预测人员提供更多利用气象数据的途径，以提高预测能力。^[27]

降低波动性能源陡变事故的潜在影响也要求通过技术手段来提高系统运营商对系统状态进行判断的意识。第 2 章已描述了这样的工具，如相量测量装置（PMU）。最后，能有效帮助运行人员进行决策的数据分析和可视化工具也很重要。随着波动性能源并网的增加，美国很多系统运营商正在开发有助于识别陡变事故风险并对其做出响应的程序。^[28]

3.2.2 经常作出接近实时的决策

如此前所讨论的，以及图 3.3 所显示的，风能预测准确性的提升可以更接近实时情况。为利用这种特性，有两个提高发电计划制定水平的主要方法：缩短关门时段（gate-closure periods，指发电计划最终确定并产生效力时，在机组运行前的那段时间）和缩短承诺时段（commitment periods，指发电机组承诺发电所需的持续时间）。从以往情况看，这两种方法在不同的地区都采用过，以应对负荷的随机性和不确定性。从全球近期的研究和运作经验来看，这两种方法对适应大量波动性能源并网还可带来潜在的巨大效益。^[29]

如图 3.3 所示，把关门时段调整到更接近相应的运行时段可使预测更准确，并在有大量波动性能源（VER）并网的系统中形成较好的运行计划。由于可获得巨大的效益，即使在没有 VER 并网的系统中，也已有各种方法来缩短关门时段。尤其在美国，有很多独立系统运营商（ISO）和区域输电组织（RTO）运行着前日市场中最高端的实时市场。在前日市场有合约的发电商仍然可以在更接近实时情况的短期市场买卖电力。起初在西班牙，随后在其他国家，都在电力交换市场基础上建立了当日市场，他们的做法已在欧盟国家得到应用。虽然这些市场的名称和运作方式不同，但它们实际上都缩短了关门时段。缩短运行时段可使运行计划更顺利滚动调整，并且预测人员可以更经常更新其预测结果，这样可减少预测误差和关联的计划误差。随着 VER 并网的增加，缩短运行时段还可使市场运作与主要的风力变化更接近一致，其通常是几十分钟变化一次。^[30]

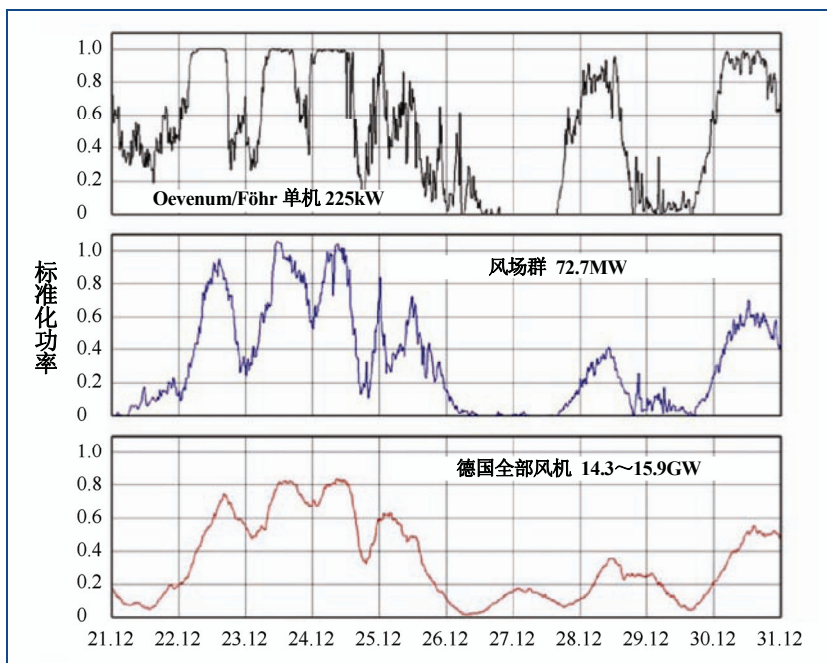


图 3.5 风力涡轮机单机和多机的功率出力

资料来源：版权©德国 Fraunhofer IWES；太阳能技术研究院，《2005 年德国风能报告》（德国卡塞尔，2005 年）；H. Holtinnen 等，《有大量风电的电力系统设计和运行：最终报告》，第一阶段 2006~2008 年，研究记录 2493（芬兰埃斯波：VTT 2009 年）。

在美国，大多数独立系统运营商（ISO）和区域输电组织（RTO）已经采用较短的关门时段和 5~15 分钟的运行计划及调度，来管理能源趸售市场。然而在东南地区和加利福尼亚州独立系统运营商之外的部分西部地区，电网由输电线路所有者进行管理，其大多不是全部依赖于市场参与者之间的双边交易。通常要求向这些系统售电的发电商固定每小时提交提前制定的运行计划，^[31]这样安排会导致在拥有输电网的垂直一体化电力公司和拥有波动性能源（VER）的独立发电商之间产生歧视。^[32]在这些地区，缩短关门时段或缩短运行计划时段将会缓解这样的想法，并在 VER 并网率较高的系统内可降低保持发电和负荷实时平衡的总成本。出于这样的想法，在 2010 年 11 月的提议规则制定公

告中，联邦能源监管委员会（FERC）建议在全国范围内将运行计划的间隔时间从 1 小时缩短为 15 分钟。^[33]截至 2011 年 10 月，尚未发布最终规则。

3.2.3 平衡地区间的相互合作

通过整合不同地域的波动性能源（VER），所整合的资源较慢的出力变化就会取代单个波动性能源出力的快速变化。

当有大量波动性能源（VER）接入时，在平衡地区之间通过合作或整合来扩大电网运行的区域范围可以提高可靠性和经济效益。^[34]通过整合不同地域的 VER，所整合的资源较慢的出力变化就会取代单个波动性能源出力的快速变化。^[35]其原因在于天气条件

的地理多样性，这从地理上分散分布的发电机和电厂就能看出。图 3.5 说明风力资源空间分散多变性的影响，以及与太阳能发电类似的趋势。^[36]

区域间合作带来的经济效益是显著的：《西部风力和太阳能接入研究》表明，若区域电网按五个大地区而非多个小地区联合运行，并假设输电通道足够，则西部联网区域可从 430 亿美元的年运行总费用中节约 20 亿美元。^[37]

相同原理，在一个广大地域内，对集合的发电机出力的预测要比单个发电机出力预测更为准确。研究发现，受两个因素之一的影响，当地域直径从 140km 增加到 730km 时，可降低前一天的预测误差。^[38]假定在风能和太阳能资源丰富的边远地区，要获取大范围联网的效益，就要求有足够的输电通道，这只有通过新通道建设才能实现。这一问题以及应对的建议将在第 4 章中讨论。

通过在大范围内集聚的负荷，我们过去已经看到这种地理性平滑手段的效益。由此导致的可变性及平衡责任减少以及相应的市场流动性增加，在波动性能源（VER）广泛应用的前几十年，就使美国很多地区的平衡区域合作产生了经济价值。阿肯色州、路易斯安那州、密西西比州、俄克拉何马州、内布拉斯加州、堪萨斯州、得克萨斯州和新墨西哥州的电力公司通过西南电力库（Southwest Power Pool）实现了合作。而像中西部、纽约州和新英格兰地区独立系统运营商（ISO）和 PJM 联网这样的地区，都在其相应地域内突破了独立平衡区域的界限实现了联网。

然而，出于波动性能源（VER）并网的

明确目的，平衡区域内的合作保留了相对较新的活动。已经提出了各种可能的合作方案，包括区域不平衡的跨区通信、创建广域平衡市场、从其他辖区提供运行备用容量、将负荷责任从一个辖区转移到另一个辖区，以及在平衡区域间按小时间隔或动态地制定运行计划等。北美电力可靠性公司（NERC）已认识到，需要重新考虑和研究区域间的合作和现有行业主导的工作。^[39]例如，西部联网（WestConnect）组建了虚拟控制区域工作组来研究可用于参与平衡区域的方法和技术，以便为特定运行发挥单一“虚拟”控制区域的作用，博纳维亚电力局已开展几个试点项目。^[40]最后，在相邻平衡区域间的输电容量将决定合作或合并的可能性程度。平衡区域间的有限输电会减慢它们的集合，不过，在美国还没有深入研究这个问题。

研究发现

提高预测、缩短关门时段和运行时段、扩大相邻平衡区域间的合作都是电网运行的变化，随着波动性能源（VER）并网的日益增加，这些变化可带来可靠性和经济效益。美国很多地区的系统运营商和电力公司正朝着实现这些变化的方向而努力。

3.3 确保充分的系统灵活性

有大量波动性能源（VER）接入的系统运行与今天的系统运行是不同的。很好地适应未来多种发电技术混合运行的情况也会发生变化，可能会降低系统灵活性小的基荷机组的比例，而增加灵活性更大的资源，这些都取决于

VER 的并网水平。这些灵活性资源必须能不断调整其出力，或者使其出力不断循环以适应 VER 出力的变化。

电力系统中的灵活性（柔性，flexibility）不是个新概念，但基于对未来大量风电并网的预期，近年来系统灵活性的重要性备受关注。^[41]电力系统灵活性包括技术和经济两方面。技术上看，发电机改变其出力的速率，即所谓的变化速率（或爬坡速率），受其设计和技术的限制。有些机组，如核机组和大型燃煤发电机的变化速率较低，需要几小时到几十小时，其出力才会发生大幅变化。其他机组，如燃气发电机可在 1 小时内改变其出力，而水电机组能在 1 分钟内大幅改变其出力。但由于要求资源频繁地循环利用，这样做会产生负面的经济后果。大型基荷机组和中型电厂并非按多次循环用途设计的，这样就会增加维护成本，降低机组寿命，或者两种情况都发生。出力变化会使发电机远离其最大效率点，这样对发电机组开机成本给予的财务补偿就会很大。为了保持经济可行性，资本成本相对较大而可变成本小的电厂需要在高容量因数（利用率）下来运行，以进一步增加有规律循环利用的财务激励。

对波动性能源（VER）灵活性需求的增加，并未必然转化为对 VER 进行资本投资的需要。在欧洲一些已有大量风电并网的地区，其现有的发电机组群有足够的灵活性，并没有增加大量可供调度的电源投资，也成功地并入了相当多的风电。^[42]在北美 VER 并网的初步研究中，有的地区得出的结论是，其已经具有足够的系统灵活性来适应未来 10 年或 20 年预计增长的 VER 并入系统。^[43]

研究发现

虽然这不是普遍现象，但有些地区现有的发电集群已经具备了足够的系统灵活性，可适应未来十年波动性能源（VER）并网的增加。

正如预期的情况，波动性能源（VER）并网不断增加，然而由于最适合的技术融合的不确定性、可再生能源增长速率的不确定性，以及在未来预期价格和运行条件下多种能源混合的经济不确定性，都使得在有组织的趸售市场地区，可能还没有足够的投资来建设具有灵活性的电厂。有大量风电并网或预期未来会有风电并网的一些欧洲国家最近正在应对这个问题。^[44]目前对最适合的解决方法尚未达成一致意见，这些方法包括加强增加装机容量的机制、采取新分类的有偿辅助服务，或其他管理手段。如果需要，应当针对电力市场设计制定适当的管理措施，或者进行适当的改变，以促进对具有灵活性的电厂进行充分投资，以确保系统的可靠性和效率。

另一个重要问题是，要有足够的激励来确保灵活的资源向电力系统提供灵活性。国际能源署最近一项研究发现，需要不仅仅是浮动电价获得的激励，来促使灵活性资源所有者，特别是灵活性变化较慢的电厂（slower plants）、中型电厂或基荷电厂所有者向市场提供其全部的灵活性。国际能源署计划在其波动性可再生能源项目并网的下一阶段来应对这个课题。^[45]

研究发现

发电商需要有强大和明确的经济激励，来使得他们对系统灵活性进行投资，在系统中开展灵活运行。

在这一节，我们将介绍现有和未来可向有大量波动性能源（VER）并网的系统提供灵活性的资源。实际上，若有输电限制，这些资源的作用也会受限。随着主要输电线路发生拥堵，最经济的灵活性资源就会变得难以进入系统，而需要调度更昂贵的资源。

3.3.1 热力发电

以煤电和燃气发电为主的热电装机以及核电装机大约占美国总发电装机的 90%。^[46] 通过参与能源市场和提供可调度容量，如运行备用容量，目前这些机组向电力系统提供了大量的灵活性容量。装有燃油和燃气机组的调峰电厂可以快速启动和提升出力，但由于高燃料费用和低效率，这些机组运行成本较高。装有联合循环燃气轮机的中型电厂提高了调峰电厂的效率，但同时在运行中也丧失了部分灵活性。包括核电、燃煤发电和联合循环燃气发电在内的基荷电厂通常没有灵活运行，但这些电厂的单位千瓦时运行费用最低，且其普遍具有相对较小的发电出力变化区间和较慢的出力提升速度。当发生出力陡变和循环时，实时成本和机会成本会相当大。^①这三类电厂的最佳组合将使系统在灵活性和生产成本之间找到平衡。

因受要求符合排放规定的限制，一些热电厂为了能达到系统的灵活性，会要求增加额外的减排投资。

在热力发电中，系统所能达到的灵活性存在某些技术限制。经验表明，制约灵活性的因素大多是经济性。要使热电厂具有灵活性并能实现这种灵活性将会产生成本。设计一座灵活的热电厂并能灵活地运行，需要大量的再设计和运行实践，而这样做会降低系统的效率。此外，热电机组持续循环发电会增加维护成本，降低设备的可靠性和使用寿命。通过降低系统效率，在用化石燃料循环发电过程中，特别是煤炭发电的情况，也会增加二氧化碳、一氧化氮、硫氧化物或微粒的排放。^[48] 因受要求符合排放规定的限制，一些热电厂为了能达到系统的灵活性，会要求增加额外的减排投资。

3.3.2 水力发电

丹麦风电的成功及其在北欧国家的上网都得益于在该地区能实现良好的联网以及有大量的水电，特别是在挪威。^[49] 水力发电有两个特点使其成为有很大灵活性的资源。^② 首先，水电站能在保持高效率的同时快速地大幅调整其出力；其次，水电站能通过改变水库水位来储存势能，用于后续发电的需要。

当波动性能源（VER）的发电水平较高时，能补偿水力发电，并使水电站的水储存在水库中。当 VER 的发电水平降低，且边际生产成本足够高时，就能利用储存下来的水进行发电。

① 核电设施要灵活运行，在技术上是可能的。为达到灵活运行，就要求在电厂设计和燃料上进行相对较小的技术改进。法国电力公司有规律地循环运行其反应堆来获得一系列电网服务，包括一次频率调节和每日负荷跟踪。每年法国电力公司的一些机组会在 10%~80% 的标称额定容量之间经历高达 250 次的功率变化。^[47]

② 本报告中，若没有其他说明，“水力发电”是指蓄水式或坝式水电站，相比之下，径流式水电站仅有少量蓄水或没有蓄水。为了避免蓄水式电站特有的高坝和大片土地淹没，纯径流式电站的坝较小，对环境的影响也不大，但是其发电出力变化大，通常被归为波动性能源（VER）的一个类型。^[54]

虽然由于机会成本的原因，今天用以发电的水将来可能没有了，水电也是一种经济的电力，因为其运行中所需的燃料成本基本为零。

实际上，水电运行受制于使洪灾和其他负面影响降至最小的约束，如对鱼类迁移、水域生态、旅游和对附近居民和商业的影响。特别是在水量异常大或异常小的时期，这些限制因素制约了水电的灵活性。2010年夏天，虽然哥伦比亚河水流流量很大，但为了使过坝溢流的水量最小，保持水中鱼类安全所需的氮饱和度，水电站被迫按要求发电，使博纳维尔电力管理局的水力发电灵活性受到限制。这种灵活性的损失恰好与风力增大时迫使风力发电不自觉地调减相一致。^[50]

对旱灾和环境影响的关注不仅制约了水电站的运行，也制约了水电设施的施工。^[51]因此，虽然水电在发电技术上非常可行，但美国的水电仅占其总装机容量的8%、其能源总供给的7%。^[52]然而，从小型水电站以及从不发电大坝向发电大坝的转变可以看出水电容量扩张的潜力。^[53]目前还不清楚电网能从这些电站获得多少灵活性，因为受蓄水容量的限制，很多这类电站的建设将会终止。未来，水电向系统提供灵活性的作用很可能是有价值的，但却是有限的。

3.3.3 其他灵活性资源

面对周围环境中缺乏灵活性的热力发电与水电资源而进行的经济平衡，未来的需求响应和能源存储可对新资源的灵活性发挥重要作用。因为需求响应可通过物理发电的补偿来发挥作用，它能以比热力发电更低的边际成本和排放量来提供灵活性。

当用户根据系统运营商的信号或者由于电价变化而改变其用电方式时，就产生了需求响

应（将在第7章中详细讨论）。在波动性能源（VER）并网的情况下，相当快捷而可靠的需求响应有能力补偿灵活发电的运行和抵消其昂贵的投资。当VER出力与负荷模式不相关时，陆地风电经常会发生这样的情况，根据时间变化的价格也许能引导负荷转移，这样能更好地利用非高峰时的VER发电。

在灵活性方面最早和最大范围地应用需求响应是对可靠性威胁做出的反应。在公告系统出现紧急情况期间，紧急负荷程序和可中断负荷程序可向用户提供奖金或电费折扣，作为对降低负荷的交换。当出现异常高的负荷需求，或者主力发电机组或输电线路的损耗威胁到电力系统的运行备用容量极限时，可采用需求响应来保持系统的稳定性，呼吁用户甩负荷或以手动方式将特殊用户与电网断开。这种技术已经广泛应用于波动性能源（VER）发生陡变事故时保护系统的可靠性，这包括2008年2月26日在得克萨斯州电力可靠性委员（ERCOT）发生的事例。^[55]正如在《西部风力和太阳能发电并网研究》中讨论的，通过避免在全年8760小时一直保持额外备用发电容量在网的需要，来处理相对少有的陡变事故，这样需求响应的应用就降低了成本。^[56]在有趸售市场的地区，如最有名的ERCOT，需求响应在运行备用容量和调节服务中所占比例虽然不大，但却在不断增长，其在常规基础上提供了实时的灵活性。

在波动性能源（VER）并网的情况下，相当快捷而可靠的需求响应有能力补偿灵活发电的运行，抵消其昂贵的投资。

为适应波动性能源（VER）而扩大传统的

负荷控制需求响应计划所面临的挑战，是应关注较频繁的启动负荷响应可能会导致其疲劳或最终降低负荷参与的意愿。这种情况在需求响应试验项目中尚未列为研究目标，但值得进一步研究。在更频繁的调整中采用需求响应，也需要对负荷响应速度和预测性有较好的认识，以便在负荷快速且或许频繁缩减的环境中或负荷调整时，控制信号和终端用户的行为。给用户提供更透明度和控制力的动态定价程序可以为负荷控制计划提供有吸引力的备选方案，特别是如果与自动控制技术相结合时。如第 7 章中所讨论的，虽然美国电力市场中有成功的长期电价计划，如佐治亚州电力公司用于大型工业用户和商业用户的实时定价方案显示出它的效力，但美国的动态定价机制还处于初级阶段。

采用抽水蓄能、压缩空气、蓄电池、飞轮和其他存储技术来储存能量也可以提供系统灵活性。^[57]以发电机和水轮机作为马达和泵来使用的抽水蓄能电站（Pumped hydro energy storage，简称 PHES）是有特殊价值的灵活性资源。当波动性能源（VER）有大量剩余时，可将水抽到高处的蓄水库，在需要快速提升出力时可用于发电，以便为反应较慢的发电机组提供响应时间。美国目前抽水蓄能电站的装机容量大约有 22 000MW。^[58]

抽水蓄能电站设施正面临着严重制约。这类电站只能在有充足水源且在不同高度有大型水库的地方才可行。在美国，建设抽水蓄能电站最好的地点已经被开发。对大型水坝和水库施工的环境关注进一步制约了新增抽水蓄能电站建设的可能性。过去 15 年中，仅建设了一个装机容量超过 100MW 的抽水蓄能电站。^[59]最近

联邦能源监管委员会（FERC）对总装机容量超过 32 000MW 的 40 多个新增抽水蓄能项目发布了初步许可令。^[60]但是，初步许可并未授权建设，也不清楚这些项目最终有多少可以建设。

压缩空气储能（Compressed Air Energy Storage，简称 CAES）是仅有的另一项达到长期效用规模运行的存储技术。压缩空气储能设备利用电能将空气压缩并打入地下洞穴存储。当有能源需求时，加热压缩空气以冲转汽轮机来发电。全世界仅有两座达到应用规模的压缩空气储能站：一座是位于德国 Huntorf 的储能站，装机 290MW，可储能 2 小时，1978 年投入商业运行；另一座是位于美国亚拉巴马州 McIntosh 的储能站，装机 110MW，可储能 26 小时，1991 年投入商业运行。由于得到美国《2009 年复兴与再投资法案》资金的部分资助，最近，纽约州电力天然气公司和太平洋燃气电力公司宣布，计划分别建设装机 150MW 储能 16 小时和装机 300MW 储能 10 小时的新压缩空气储能站。^[61]希望这些努力能提高压缩空气储能技术的成熟度，并降低其商业规模成本的不确定性。

到目前为止，达到应用规模的电池储能和飞轮储能技术仅实现有限的能源容量储备，并只能应用于少量试点项目。^[62]目前这些技术在大多数应用中的成本都很高，其价格比其他有竞争性的灵活性资源高出 2~5 倍。当前，储能技术还处于研究阶段，在未来几十年其成本将会降低。若成本确实降低了，大容量储能技术的应用将在电力系统中快速推广。

显然，削减波动性能源（VER）发电是另一种获得灵活性的方法。将个别发电机与电网临时断开，就能减少 VER 的出力。一些先进的风力

发电机的设计也能控制风轮叶片来部分降低其出力。虽然目前美国的 VER 还不能提供运行备用容量，但研究表明，VER 在技术上是具有这种能力的。

在一些案例中，削减波动性能源（VER）的出力是比较经济的最优决策，例如在“小方式运行（minimum generation events）”中，当风电和基荷电厂联合发电超过负荷时的情况。如果基荷电厂已经处于技术最低限运行，则必须关停这些电厂，或削减风电厂的出力。在短期运行中，后一种方案往往更经济有效，因为这样做可避免基荷电厂停机且又在短时间后重新启动的巨大成本。长期运行时，在最小运行方式下关停基荷机组的情况将进一步鼓励对低成本灵活运行的电厂的投资。一般来说，大量 VER 并网会使基荷发电设备更加频繁地循环运行，尽管这一问题还未得到很好的认识，但这样可能会导致这些电厂失去效率，并可能会增加排放。^[65]随着目前 VER 在欧盟的建设，其“必须执行”运行惯例的要求将会扩大这一影响。

研究发现

必须关注运行规程的设计，以确保运营商总是可以获得削减波动性能源（VER）出力的方案，且该方案是在其经济有效运行时挑选出来的。

3.4 波动性能源并网

波动性能源（VER）除了出力具有易变性和不确定性之外，还表现出与其他常规发电非

常不同的特征。风力发电机不能匀速运行，在大多数情况下交流输出的频率和电压是变化的，这种交流输出不能与电网直接兼容。太阳能光伏发电系统产生直流电压，也不能和电网直接并网。这两种情况都要求具备基于电力电子技术创建的接口系统，通过这个系统将上述出力转换为电网可兼容的形式。

波动性能源（VER）发电的物理特性及其特殊的并网方式，会导致对电力系统惯性产生与传统电厂不同的影响。所有传统的发电形式都是通过在磁场内旋转大金属块来发电，常规发电机也包括一个带大金属块的旋转涡轮机。这个大金属块存储的大量动能可以给发电机提供短暂的能量来输出功率，输出的功率高于或低于发电机的输入功率，以适应负荷的突然变化，这实际上就像机器的一个缓冲器。电力系统依赖于这个惯性响应来保持系统的稳定性。在这个短暂的能量输出过程中，改变发电机的机械输入功率以将发电机的速度调回到其固有值。

大多数风机和所有太阳能光伏电站都缺乏足够的惯性响应。当风机存储机械能作为旋转惯性时，风机和常规发电机之间有明显的区别。人们可以提高常规发电机的机械输入功率以使其调回到正确速度，但风机无法这样做，因为机械输入功率是风，除降低风机功率这样少有的情况外，风机功率是无法提高的。^①当风电和光伏发电在发电群组中所占比例较大时，整个系统的惯性响应问题会提升，这样就可能增加系统稳定性的风险。在爱尔兰和夏威夷的电力系统中观察到，由于采用风电替代常规发电，

① 某些现代的风机可采用叶片斜度控制对输入功率产生一些影响。

系统的惯性会减小，研究人员已经提高了对西部联网类似问题的关注。^[66]研究显示，通过恰当设计和控制其电力电子接口，风力发电机能产生一定程度的惯性响应，若提供能源储备，太阳能光伏发电也能效仿产生惯性响应。^[67]然而经验表明，目前风机的惯性响应性能比常规发电机要低。^[68]

当风电和光伏发电在发电群组中所占比例较大时，整个系统的惯性响应问题会提升，这样就可能增加系统稳定性的风险。

同时我们还需要考虑波动性能源（VER）的其他特性。因为通过基于电力电子技术建立的电网接口系统，VER 可能向电网输入谐波电压或谐波电流。这有可能导致连接到系统的其他设备产生正弦电压波形曲线的畸变，而可能造成对设备运行的干扰。变化的功率输出和 VER 的综合控制系统会导致电压快速振荡或摆动。最终，由于其故障响应不同于常规发电机，VER 通常要求采用定制的保护设备。^[69]

实施一套并网标准就能轻而易举地应对大多数挑战。为常规发电机设计的并网标准条款，要确保发电机不会损害电网，并在需要时要有利于保持电网的稳定性和可靠性。由于美国的 VER 并网很少，到目前为止仅要求 VER 满足为数不多的标准。因此，VER 对系统的预期影响还没有形成正式文件，在保持系统稳定性和可靠性上，VER 尚未起到积极的作用。

研究发现

在美国的波动性能源（VER）并网比例提

高到与可再生能源占比标准一样可预测的水平前，必须对并网标准进行修改，要将 VER 纳入电力系统中，并允许其发挥提高电网性能的作用。VER 的这些作用与其独一无二的物理特性和电力特性是吻合的。

在过去 10 年中，美国在制定并网标准方面已经有了一些进展。2005 年 12 月联邦能源监管委员会（FERC）颁布了第 661-A 号令，特别规定在获得并网许可前，^[70]风力发电机要满足三个执行要求。第一个要求是在系统暂态电压降低时，风力发电机不能脱网，这就是所谓的“低电压穿越”（low-voltage ride-through）能力。电力系统在整个输电系统中采用精准的继电保护和控制方案，使其在发生故障时能快速排除故障。当故障发生时，通常系统电压会降低，直到故障排除为止。在此期间，发电机保持并网是非常重要的，因为大量的发电损失会进一步降低电压，进而威胁到系统的稳定。该法令要求波动性能源（VER）提供无功功率支持，并允许其为电压稳定发挥作用。法令还要求风力发电机组要与现有的监控系统 and 数据采集系统兼容，这样电力公司和系统运营商就可应用这些设施来遥控和监控电力系统。

联邦能源监管委员会（FERC）还颁布了一个关于太阳能发电技术的类似法令。如果太阳能发电并网上升到一个显著水平，执行标准就变得非常重要。太阳能光伏发电机组与风力发电机组有很多共同的技术特性，正如加利福尼亚州独立系统运营商（CISO）最近提出的《并网标准审查项目》，对 661-A 号法令的条款进行扩展可能对太阳能发电是合适的。^[71]这样做就要求解决 661-A 号法令和

现有的太阳能发电并网标准之间的不一致问题。例如，661-A 号法令要求风电机组具有低电压穿越的能力，但管理分布式太阳能发电的初级技术标准则要求，只要一检测到低电压状态，分布式发电（DG）就要立刻与电网断开。^① 目前，联邦能源监管委员会（NERC）有两个工作组负责统一这些标准，并制定分布式太阳能发电的其他标准。^[72]

近期的技术发展使工程师们能制造出满足很多稳定性和可靠性要求的，特别是适应常规发电要求的风力发电机。^[73] 生产商应用先进的电力电子技术和控制技术专门建设了现代化的波动性能源（VER）电厂。在其他性能中，电力电子技术为电厂提供了无功功率控制。机械工程学中的先进技术也使现代风力发电机通过转子倾斜控制在实时状态下能精确地削减其输出功率。这种能力就是所谓的有功功率控制，可使涡轮机保持一个低于最大值或最大爬坡率（快速爬升率，maximum up-ramp rate）的固定输出功率。

联邦能源监管委员会（NERC）、独立系统运营商（ISOs）、区域输电组织（RTOs）和电力公司共同密切监控波动性能源（VER）对电网可靠性的影响，以确定是否应修改现有要求，或增加新的要求。按照 2009 年 VER 并网报告中提出的建议，NERC 在其波动性电源并网工作组中设立分组，负责检查美国所有电源，包括 VER 和传统能源接入标准的充分性和一致性。^[74] 该工作组希望在 2011 年底发布报告，对并网事项提出建议。

① 该条款是在《电力与电子工程师学会标准 1547》中。

研究发现

所有发电（包括波动性能源（VER）和传统能源）技术的并网要求，必须考虑预期条件而不仅仅是现有条件来进行设计。符合预期标准的必要技术是可以实现的。

3.5 结论和建议

受到州政策和联邦政策的激励，美国波动性能源（VER）并网的比例在未来几十年中将会显著增加。尽管易变性和不确定性在电力系统中是很熟悉的概念，但风电和太阳能发电作为新兴能源，会使电力系统的运行和规划变得复杂。

风电和太阳能大量接入电网，要求系统运营商应有更多的运行备用容量。随着波动性能源（VER）的增长，增加运行备用容量的要求被视为增加潜在的系统运行成本的主要原因之一。

改进波动性能源（VER）发电预测的准确性和陡变事故预测的准确性，可减缓运行成本快速增加的幅度。对这两种预测准确性的提高有赖于预测方法的改进，以及获取精细气象数据可能性的提高，特别是对个别 VER 测量的数据。

建议

为提高对风电的预测，行业和政府应该采取行动，以扩大在波动性能源（VER）现场采集的精细气象数据的共享范围。

改变运行惯例也有利于大量波动性能源（VER）并网且能使成本效益合理。将并网预测充分纳入电力系统运行可产生巨大利益，同时也是一个重大挑战，但整个行业表现出能很好处理该问题。改变确定最终发电计划、约束接近实时情况，以及减少发电承诺期的截止时间，将使系统运营商可以利用风电预测准确性略微改善更接近实时情况的事实。在 VER 并网率高的系统中，这些变化可以降低保持发电与负荷之间实时平衡的总成本。

当需要相邻平衡区域的并网容量时，合并或扩大、加强这些地区之间的合作会减少日益增加的波动性能源（VER）并网对运行备用容量的影响。

建议

在系统运行中充分纳入风电预测、使发电计划决策更接近实时，以及扩大与相邻平衡区域之间的合作，都是运行方式的改变，在希望波动性能源（VER）并网率高的地区应该考虑这些变化。这些变化可以降低大量 VER 并网对系统运行备用容量要求的负面影响。

波动性能源（VER）的大量并网使系统灵活性的重要地位得到提升。需要有灵活性资源

来适应 VER 出力的变化。很多地区在其现有的发电机组集群中已经具备充分的灵活性，以适应不久的将来 VER 的并网。然而，其他地区还需要更多的灵活性，而且将来的需要还会更多。以水电或热电、需求响应、能源储备等方式，都能提供这样的灵活性。但是要扩大水电的装机容量似乎很难。还有一些是关于目前趸售市场设计能力的，是吸引所需的灵活性资源数量的能力。

建议

随着波动性能源（VER）并网的增加，应计划并推广鼓励投资灵活性发电和灵活运行的激励机制。这些机制的设计是现今研究的重要领域。

最后，除了出力的易变性和不确定性外，VER 还有其他的物理特性和电力特性，这些特性与常规发电机大不相同。随着预期 VER 并网的增加，设计 VER 并网标准显得越来越重要，这些标准在 VER 保持其特性的同时能加强电网的功能。近年来，美国已经在该领域取得了很大进步，各种组织正继续密切关注现有的并网要求是否充分。

参考文献

- [1] U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011).
- [2] California Independent System Operator, *Integration of Renewable Resources* (Folsom, CA, 2007); New York Independent System Operator, *Growing Wind: Final Report of the NYISO 2010 Wind Generation Study* (Rensselaer, NY, 2010); Charles River Associates, *SPP WITF Wind Integration Study* (Boston, MA, 2010); and GE Energy, *Analysis of Wind Generation Impact on ERCOT Ancillary Services Requirements* (Schenectady, NY, 2008).
- [3] GE Energy and National Renewable Energy Laboratory, *Western Wind and Solar Integration Study* (Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, 2010), <http://www.nrel.gov/wind/systemsintegration/wwis.html>; and W. Winter, ed., *European Wind Integration Study (EWIS)* (Brussels, Belgium, 2010), http://www.wind-integration.u/downloads/library/EWIS_Final_Report.pdf.
- [4] S. Hesler, "Impact of Cycling on Coal-Fired Power Generating Assets," paper presented at the MIT Energy Initiative Symposium on Managing Large Scale Integration of Intermittent Renewables, Cambridge, MA, April 20, 2011, <http://web.mit.edu/mitei/intermittent-renewables/papers/CoallImpacts.pdf>; and N. Troy, E. Denny, and M. O'Malley, "Base-Load Cycling on a System With Significant Wind Penetration," *IEEE Transactions on Power Systems* 25, no. 2 (2010): 1088–1097.
- [5] Federal Energy Regulatory Commission, *Notice of Proposed Rulemaking Re Integration of Variable Energy Resources Under RM10-11* (Washington, DC, 2010).
- [6] Ibid.
- [7] Federal Trade Commission, "Comment of Federal Trade Commission under RM10-11," submitted to the Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. RM10-11-000 (2010).
- [8] Bonneville Power Administration, *Wind Integration Team Work Plan* (Portland, OR, 2009), http://www.bpa.gov/corporate/indpower/docs/WIT_Work_Plan_-_June_16.pdf.
- [9] GE Energy and National Renewable Energy Laboratory, see note 3 above; California Independent System Operator, see note 2 above; E. Ela and B. Kirby, *ERCOT Event on February 26, 2008: Lessons Learned* (Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2008), <http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/3373.pdf>; and Bonneville Power Administration, *Columbia River High-Water Operations* (Portland, OR, 2010), <http://www.bpa.gov/corporate/pubs/final-report-columbia-ri-verhigh-water-operations.pdf>.
- [10] H. Holtinen et al., "Impacts of Large Amounts of Wind Power on Design and Operation of Power Systems, Results of IEA Collaboration," *Wind Energy* 14, no. 2 (2011): 179–192; and Eurelectric, *Integrating Intermittent Renewables Sources into the EU Electricity System by 2020: Challenges and Solutions* (Brussels, Belgium, 2010); and North American Electric Reliability Corporation, *Accommodating High Levels of Variable Generation* (Princeton, NJ, 2009).
- [11] M. Milligan et al., "Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison," presentation at the 9th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Quebec, Canada, October 18–19, 2010.
- [12] Federal Electricity Regulatory Commission, *Notice of Inquiry Re Integration of Variable Energy Resources Under RM10-11* (Washington, DC, 2010), <http://www.ferc.gov/docs-iling/library.asp>.
- [13] H. Holtinen et al., *Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power: Final Report, Phase One 2006–2008*, research note 2493 (Espoo, Finland: VTT, 2009); and A. Mills et al., *Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System* (Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, U.S. Department of Energy, 2009).
- [14] Eurelectric, see note 10 above.
- [15] EnerNex Corporation and Wind Logics Inc., *Xcel Energy and the Minnesota Department of Commerce Wind Integration Study—Final Report* (Knoxville, TN, 2004).

- [16] North American Electric Reliability Corporation, *NERC IVGTF Task 2.1 Report: Variable Generation Power Forecasting for Operations* (Princeton, NJ, 2010).
- [17] International Energy Agency, *Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge* (Brussels, Belgium, 2011).
- [18] S. Benjamin, “NOAA Rapid Updated Modeling and Data Assimilation to Improve Guidance for Energy,” presentation at the RE Prediction-Research Workshop—NCAR, Boulder, Colorado, May 11, 2010; and J. Wilczak, “Comments on Docket Number RM10-11-000,” submitted to the Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. RM10-11-000 (2010).
- [19] ISO/RTO Council, *Variable Energy Resources, System Operations and Wholesale Markets* (2011).
- [20] *Ibid.*
- [21] Federal Energy Regulatory Commission, see note 5 above.
- [22] Wilczak, see note 18 above.
- [23] National Oceanic and Atmospheric Administration, “Comment to Change Intent of Notice of Proposed Rulemaking to Include NOAA as a Mandatory Recipient of VER Atmospheric Observations on Docket RM10-11,” submitted to the Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. RM10-11-000 (2011).
- [24] James Wilczak, Team Lead, Boundary Layer Processes and Applications, Physical Sciences Division, National Oceanic and Atmospheric Administration, conversation with authors, September 7, 2011.
- [25] North American Electric Reliability Corporation, see note 16 above.
- [26] C. Ferreira et al., *A Survey on Wind Power Ramp Forecasting* (Argonne, IL: Argonne National Laboratory, U.S. Department of Energy, 2010).
- [27] *Ibid.*
- [28] North American Electric Reliability Corporation, *NERC IVGTF Task 2.4 Report: Operating Practices, Procedures, and Tools* (Princeton, NJ, 2010).
- [29] International Energy Agency, see note 17 above; and GE Energy and National Renewable Energy Laboratory, see note 3 above.
- [30] American Wind Energy Association, “Comments of the American Wind Energy Association on VER NOI,” submitted to the Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. RM10-11-000 (2010).
- [31] ISO/RTO Council, *Increasing Renewable Resources: How ISOs and RTOs Are Helping Meet This Public Policy Objective* (2007).
- [32] J. D. Chandley and W. W. Hogan, “A Path to Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Services,” submitted to the Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. RM05-25-000 (2006); and J. D. Chandley and W. W. Hogan, “Reply Comments on Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Services,” submitted to the Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. RM05-25-000 (2006).
- [33] Federal Energy Regulatory Commission, see note 5 above.
- [34] Holttinen, see note 13 above.
- [35] M. Laughton, “Variable Renewables and the Grid: An Overview,” in *Renewable Energy and the Grid: The Challenges of Variability*, ed. G. Boyle (Oxford, UK: Earthscan, 2007), 31.
- [36] Holttinen et al., see note 13 above; and A. Mills and R. Wisser, *Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power* (Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, U.S. Department of Energy, 2010).
- [37] GE Energy and National Renewable Energy Laboratory, see note 3 above.
- [38] G. Giebel, P. Sørensen, and H. Holttinen, *Forecast Error of Aggregated Wind Power* (Trade Wind, 2007).
- [39] North American Electric Reliability Corporation, see note 10 above.
- [40] Edison Electric Institute, “Comments of the Edison Electric Institute: FERC Notice of Inquiry on the Integration of Variable Energy Resources,” submitted to the Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. RM10-11-000 (2010).
- [41] International Energy Agency, see note 17 above; North American Electric Reliability Corporation, *NERC IVGTF Task 1.4 Report: Flexibility Requirements and Metrics for Variable Generation* (Princeton, NJ, 2010); and North American Electric Reliability Corporation, see note 28 above.
- [42] Holttinen et al., see note 10 above.

- [43] GE Energy and Independent System Operator New England, *New England Wind Integration Study Final Report* (Schenectady, NY, 2010); GE Energy, *Ontario Wind Integration Study*, report prepared for Ontario Power Authority, Independent Electricity System Operator and Canadian Wind Energy Association (Schenectady, NY, 2006); and New York Independent System Operator, see note 2 above.
- [44] U.K. Department of Energy and Climate Change, “Planning Our Electric Future: A White Paper for Secure, Affordable and Low-Carbon Electricity” (London, 2011); Eurelectric, see note 11 above; and Poyry Energy, *Impact of Intermittency: How Wind Variability Could Change the Shape of the British and Irish Electricity Markets* (Oxford, UK, 2009), <http://www.uwig.org/ImpactofIntermittency.pdf>.
- [45] International Energy Agency, see note 17 above.
- [46] U.S. Energy Information Administration, *Electric Power Annual 2009* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011).
- [47] L. Pouret, N. Buttery, and W. Nuttall, “Is Nuclear Power Inflexible?” *Nuclear Future* 5, no. 6 (2009): 333–341; and M. Debes, “EDF Nuclear Sustainable Production: Challenges and Adaptation to Market Needs,” presentation at MIT-IEEJ Energy and Global Change Workshop, Tokyo, Japan, September 30–October 1, 2010.
- [48] D. Lew et al., “How Does Wind Affect Coal? Cycling, Emissions, and Costs,” presentation at WindPower 2011, Anaheim, CA, May 25, 2011.
- [49] International Energy Agency, see note 17 above.
- [50] Bonneville Power Administration, see note 9 above.
- [51] Electricity Advisory Committee, *Keeping the Lights on in a New World* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2009).
- [52] U.S. Energy Information Administration, see note 46 above.
- [53] D. Hall et al., *Feasibility Assessment of the Water Energy Resources of the United States for New Low Power and Small Hydro Classes of Hydroelectric Plants* (Idaho Falls, ID: Idaho National Laboratory, U.S. Department of Energy, 2006); and B. T. Smith, “U.S. Hydropower Fleet and Resource Assessments,” presentation at the National Hydropower Association Annual Conference, Washington, DC, April 5, 2011.
- [54] Electric Advisory Committee, see note 51 above.
- [55] North American Electric Reliability Corporation, see note 28 above; and Ela and Kirby, see note 9 above.
- [56] GE Energy and National Renewable Energy Laboratory, see note 3 above.
- [57] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, and M. Milligan, *The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation* (Golden CO: National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, 2010).
- [58] U.S. Energy Information Administration, see note 1 above.
- [59] J. P. Deane, B. P. O. Gallachoir, and E. J. McKeogh, “Techno-Economic Review of Existing and New Pumped Hydro Energy Storage Plant,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010): 1293–1302.
- [60] Federal Energy Regulatory Commission Staff, “Issued Preliminary Permits for Pumped Storage Projects” (Washington, DC, 2011), <http://www.ferc.gov/industries/hydropower/gen-info/licensing/pump-storage/issued-permits.pdf>.
- [61] “New York State Electric & Gas: Advanced Compressed Air Energy Storage,” SmartGrid.gov, http://sgdev.nrel.gov/project/new_york_state_electric_gas_advanced_compressed_air_energy_storage; and “Pacific Gas & Electric Company: Advanced Underground Compressed Air Energy Storage,” SmartGrid.gov, http://sgdev.nrel.gov/project/pacific_gas_electric_company_advanced_underground_compressed_air_energy_storage.
- [62] Denholm et al., see note 57 above.
- [63] D. Rastler, “New Demand for Energy Storage,” *Edison Electric Institute’s Electric Perspectives* 33, no. 5 (2008): 30.
- [64] ISO/RTO Council, see note 19 above; North American Electric Reliability Corporation, see note 10 above; Holtinnen et al., see note 13 above; and G. C. Tarnowski, P. C. Kjaer, S. Dalsgaard, and A. Nyborg, “Regulation and Frequency Response Service Capability of Modern Wind Power Plants,” paper presented at the IEEE Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, July 25–29, 2010.
- [65] Lew et al., see note 48 above; and EnerNex Corporation, “Wind Integration Study for Public Service of Colorado, Addendum: Detailed Analysis of 20% Wind Penetration,” prepared for Xcel Energy (Knoxville, TN, 2008),

- <http://www.uwig.org/CRPWindIntegrationStudy.pdf>.
- [66] I. M. Dudurych, “Statistical Analysis of Frequency Response of Island Power System under Increasing Wind Penetration,” paper presented at the IEEE Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, July 25–29, 2010; R. Doherty et al., “An Assessment of the Impact of Wind Generation on System Frequency,” *IEEE Transactions on Power Systems* 25, no. 1 (2010): 452; and L. C. Dangelmaier, “System Frequency Performance of the Hawaii Electric Light System,” paper presented at the IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24–28, 2011.
- [67] N. W. Miller, K. Clark, and M. Shao, “Frequency Responsive Wind Plant Controls Impacts on Grid Performance,” paper presented at the IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24–28, 2011; and RenewableUK, “RenewableUK Position Paper on Inertia,” Version 3.0 (London, 2011), http://www.bwea.com/pdf/publications/RenewableUK_Inertia_Position_Paper.pdf.
- [68] J. Brisebois and N. Aubut, “Wind Farm Inertia Emulation to Fulfill Hydro-Québec’s Specific Need,” paper presented at the IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24–28, 2011.
- [69] T. Ackermann, ed., *Wind Power in Power Systems* (Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2005).
- [70] Federal Energy Regulatory Commission, *FERC Electric Tariff No. 3—Section III—Market Rule 1—Standard Market Design* (Washington, DC, 2005), <http://www.iso-ne.com/regulatory/tariff/sect 3/>.
- [71] California Independent System Operator, *Interconnection Standards Review Initiative: Draft Straw Proposal* (Folsom, CA, 2010).
- [72] D. Brooks and M. Patel, “Overview of NERC Integrating Variable Generation Task Force Efforts on High Penetrations of DERs,” paper presented at the IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24–28, 2011.
- [73] North American Electric Reliability Corporation, see note 10 above.
- [74] North American Electric Reliability Corporation, see note 10 above.

第 4 章 输电扩展

本章中，我们将探讨监管政策对输电系统扩展的影响，其中特别关注大规模可再生能源发电并网输电的问题。旨在获取最好的陆上风电和太阳能资源的公共政策，建议建设穿越州界、穿越独立系统运营商管辖地界和联邦机构管辖地区的新输电线路。本章重点探讨输电规划、商业模式、成本分摊，以及与输电系统扩展有关的选址挑战。

4.1 节介绍了美国输电发展之启动模式和商业模式的背景，接下来是关于输电规划的讨论。

4.2 节我们特别强调了区域间输电规划和联网规划的重要性。我们也发现，现有的数据和规划方法难以应对可再生能源并网的挑战，因而我们将重点讨论在复杂电网不确定的情况下，将输电规划作为重点领域进行研究。

4.3 节从回顾美国的现有实践入手，讨论输电成本的分摊。我们发现，输电成本的分摊应与输电规划密切联系。我们明确了一套应当严格遵循的核心原则，以确保成本分摊不会成为高效可靠电网扩展的障碍。

4.4 节介绍与新建输电项目选址有关的挑战。我们发现现行的选址程序与跨州输电项目的审批程序不一致，并成为高效输电扩展的重大障碍。

4.5 节是我们的结论和建议。首先建议在电网互联层面，为实施区域间输电项目规划建立统一确定的程序。为支持有效并网规划方法研究工作的开展，我们还建议收集详细而广泛的美国大电网数据。我们建议采用 4.3 节介绍的成本分摊原则以及分级分摊的方法，这些方法包括对互相联网的两个地区间成本分摊采用的简单而统一的流程，但允许单个地区采用其自身内部的成本分摊程序。最后，我们建议国会赋予联邦能源监管委员会（FERC）更大的跨州输电项目选址权。

除电力需求的正常增长之外，还有其他几个因素要求在未来 20 年中对输电容量新增投资。也许，最重要的因素就是大规模可再生能源发电的并网。美国联邦政府及各州政府对利用可再生能源发电提供了财政支持，有 29 个州和哥伦比亚特区已经制定了很

多要求。^[1] 这些计划将刺激大型可再生能源发电的增长，例如大型风电场将接入高压输电系统中。

虽然政府在推动输电扩展，但由于经济衰退引起的电力需求下滑以及页岩气革命造成了电价降低，并对很多老式燃煤发电机组的经济

运行产生了负面影响。美国环境保护署可能会出台进一步的激励政策，鼓励这些老式机组提早退役。最近的大量研究得出结论，由于上述原因，未来 10 年将会有大批机组很可能会提早退役。^[2] 老机组提早退役和调度方式的变化将改变发电的地理状况，这就要求对输电设施进行新的投资。

例如在《2011 年能源展望》的参考案例中，能源信息管理局计划在 2010~2030 年间新增总发电装机容量的 46% 将来自非水电的可再生能源，且该增量的大约 90% 预计来自风电和太阳能发电，^[3] 而目前可再生能源发电仅占 2010 年总装机容量的 4.5%。

风力发电和太阳能发电有两个对输电系统构成挑战的特征。首先，即使全部电厂都发挥作用，其可获得的出力会在相对较短的时间内从零变化至满负荷容量，而且这个变化比来自其他发电方式的出力难以预测。我们已在第 3 章中讨论过这一影响。第二个特征，正如在第 1 章中说明的，很多最好的陆上风电和太阳能资源都远离负荷中心，因此也就远离现有的输电系统。如果都要有效接入，输电线路的新增部分就将穿越州界、穿越独立系统运营商 (ISO) 管辖区域，以及由美国林务局之类的联邦机构管理的地域。虽然过去已经架设了一些跨州界的输电线路，但以往经验突显出这些工程所面临的许多问题。^[4] 正如在 4.2 节中讨论的，在区域内、跨区域间或并网层面几乎没有有用的输电规划，跨界输电工程的成本仅能通过特定项目谈判进行分摊，且需要从多个管理局获得施工许可，这就使跨界线路的选址和建设变得困难。

有人认为，对这些问题最好的解决办法是

建设一个覆盖全国范围的重叠电网，或者“超级公路式电网”。^[5] 其他人则更青睐于建设一些将相当规模的可再生能源发电输送到主要负荷中心的分散的大型输电工程。^[6] 有些人仍然坚持区域内的和跨越多个区域的加强输电系统的常规方案，以及更多地就地消纳可再生能源。^[7] 我们不建议也不反对任何特别组合的投资。考虑到输电扩展的复杂性以及很多有竞争性的备选方案，这对见多识广的利益相关者做出谨慎决策是紧要之事。在不可能达成一致时，只有通过立法的规定或基于长远策划的综合愿景所确定的输电规划来为公共利益服务。我们关注的焦点是规划、成本分摊、选址程序，以及制定重要输电投资决策的标准。

联邦能源监管委员会 (FERC) 于 2011 年 7 月颁布的第 1000 号法令，要求加强输电规划协调，加强规划区域和相邻区域间成本分摊程序的协调，^[8] 这与我们关注的事项是一致的 (该法令没有对“区域”进行定义，但指出规划区域比两个大的并网区域要小，而比单个电力公司区域要大)。我们相信该法令是朝着正确方向迈出的一步，即使有关各方超越了该法令的最低要求，公众利益也将得到最佳的服务。此外，FERC 的有限授权，会阻碍其解决跨越州界或联邦地域的输电设施的选址问题。我们讨论认为这个程序也需要进行改进。

4.1 美国输电的发展

在 1980 年至 20 世纪 90 年代后期，扣除物价因素后，美国对输电系统的年度投资一直下降，很多观察家对输电系统经济性和可靠性正在降低表示担忧。^[9] 经过对可获得数据的仔细分析，我们认为，这种担忧多半没有根据。^[10] 在

这期间，输配电的损耗总体下降（见图 1.4），也没有支持可靠性降低这一论断的量化论据。并且，自 20 世纪 90 年代后期以来，对输电项目的投资已有较大增长，如今已不常听到这些先前的担忧了。^[11]

输电系统并不破旧，目前已经有而且还将继续有大量投资对输电系统进行升级改造，建设新的并网项目。今天的电网能够满足人们的需要，但新的不同需求正驱使电网发展和改进，变革其支持体系。电力系统能够对新的推动力量做出响应，但有效的响应要求在规章制度和政策框架上有实质性的改变。

4.1.1 电网扩展的驱动力

美国的输电项目习惯按其主要服务目标：可靠性、经济有效性、与发电厂并网来进行分类。^① 例如，为满足可再生能源发电要求的公共政策目标最近已纳入第四项分类，这类目标在联邦能源监管委员会（FERC）的第 1000 号法令中有明确认可。实际上，这些分类标记只是普通分类，新增输电容量将为系统提供多项可能随时间变化的效益。虽然根据输电线路的主要目的可方便对其进行标记，但这种惯例与新情况不一致，可能会令人疑惑，且事与愿违。任何输电线路都不同程度地满足所有这些服务目标。今后，为分析成本和效益采取的一致政策应对这种相互

作用进行确认和把握。贯穿这些效益分类的综合方法应该成为评价输电线路的标准。

研究发现

输电线路通常是为一项或多项效益目标提供各种服务的。贯穿这些效益分类的综合方法应该成为评价输电线路的标准。

在美国，可靠性是输电投资最常见的理由。开发输电项目要么是为了满足北美电力可靠性公司（NERC）和区域可靠性管理机构公布的可靠性标准，要么是为了在不违背上述标准的情况下，适应未来电网的不确定增长和发展。^②^[12] 可靠性的效益很难量化，但人们经常宣称其效益会传递到相对广泛的区域。

只有进行可靠性规划后，规划者才会寻求提高输电项目经济效益的投资。经济效益包括降低电网损耗，以及削减或消除容量限制（一般采用术语“拥堵”），而容量限制会阻碍使用成本最低的发电机组来满足负荷需求。通过加强输电网络，这些输电项目也使电力趸售市场扩大了地域范围，这缓解了市场电力需求的压力，并带来了其他效益。当然，通过经济效益证实其合理性的输电线路通常可以提高系统的可靠性，反之亦然。^③^[15]

-
- ① 一般情况下，认识到非输电投资项目有时也能满足与输电投资项目相同的服务目的，以及输电投资项目并不总是在新的输电路径上架设新的铁塔和线路这种形式，这是很重要的。
 - ② 针对用于管理发电和输电投资决策的可靠性标准的讨论不在本报告研究范围内。为了本章的讨论，我们将其视为已经考虑的条件。但是，作为当前可靠性标准基础的准则没有必要反映严格的成本—收益分析，因为这是 FERC 正在解决的问题。^[14]
 - ③ 中西部独立系统运营商（MISO）2009 年的输电延伸计划已充分说明了这个观点，该计划包括价值 40 亿美元专门考虑可靠性效益的线路，但该线路原来预计将提供近 34 亿美元的经济效益。^[20] 尽管 MISO 对这些投资效益的系统评估不同寻常。对这些线路可靠性升级的经济价值进行评估的框架非常脆弱，或者在很多区域输电组织中就不存在。

经济规划程序通常还未发展得像可靠性规划程序那样成熟，很多地区仍然还处于完成经济机遇初期研究的过程中。

近年来已很少看到主要基于经济效益原因而建设的输电线路。^[16]出于对可靠性的迫切要求，可通过建设以实现可靠性目标为主的输电线路来获得很多经济效益，在当前经济萧条时期，已很难找到一个有说服力的经济投资案例。此外，即使原则上最基本的经济效益，也要比可靠性效益的经济价值更容易量化，但在实践中，对两者的测量仍是一项有挑战性的分析工作（见框 4.1）。经济规划程序通常还未发展得像可靠性规划程序那样成熟，很多地区仍然还处于完成经济机遇初期研究的过程中。

最后，证明可靠性投资的清晰技术程序，确保建设了基于可靠性要求的所有输电线路，而主要以经济效益来证明其合理性的线路已很少了。^[18]一些特定情况我们无法辨别，在这些情况下，已规划的有明确经济效益的线路却无法建设，这可能是由于对经济效益的定义太狭隘了。^[19]

发电机组并网的线路连接到输电系统中最合适的点通常是最近的点。从以往情况看，这样的线路并不长，很大程度上也不会引起争议，

这些线路已纳入新增发电装机容量的建议书中。然而，如果发电公司在远离现有电网的地方开发大型太阳能电厂和风电厂，相应的并网线路会比以往更长，投资也更高。因此，需要重新修订对这些线路以及要求在电网其他地方加强的处理办法。

实际上，由于在公共政策讨论中对可再生能源的重视日益增加，对现有输电线路建设规程可能无法充分满足线路发展，人们对此情况的关注也在增加。反思这种关注，在一些地区已经出现把实现公共政策目标作为建设输电线路理由的观点，并得到了联邦能源监管委员会（FERC）第 1000 号法令的认可。加利福尼亚州、得克萨斯州、科罗拉多州和明尼苏达州已形成的做法就是为了实现政策目标，加利福尼亚州独立系统运营商（CISO）、中西部独立系统运营商（MISO）、得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）以及西南电力库（Southwest Power Pool，简称 SPP）已有考虑公共政策利益的规划程序。FERC 第 1000 号法令要求所有当地的和区域的输电规划程序要包括政策目标。该法令还授权公用事业输电提供商要制定规程，以确定由公共政策要求所驱动的输电需求，以及评价满足其他需求的备选方案。

框 4.1 经济效益评估的挑战

为了证明输电线路投资提升了电力系统的经济效益，需要对该投资的经济效益进行计算。恰当的成本分摊中相互分开但又相互关联的问题也对输电线路延伸提出了挑战。除非项目建议者能令人信服地说明效益比成

本重要，且能在有关各方中公平地分摊成本和效益，否则，在项目选址过程中，将面对不可避免反对意见，难以推动项目实施。虽然没有简单的“一刀切”的解决方案，但正如我们在后面讨论的那样，合理有效的解决方案的确存在。

在最基本的层面上，任何项目的经济效益都是通过增加用户盈余加上生产者的项目利润来加以衡量的。在规划中，这种方法视为对未来需求的预测，从中发现以最低成本可靠地满足项目可行的需求变化。项目成本的分摊应基于市场参与者的利益，包括用户和发电商。值得注意的是，这些效益对低价格地区的用户是不利的，他们不同于大多数居民和小型用户。当输电线路（这些线路孤立了用户）拥堵情况得到缓解时，这些用户面对的是本地的特别价格，而非区域平均价格。相应地，当新线路加强与低电价地区的联系时，经济效益对高价格地区的发电商也是不利的。4.2.3 节“规划标准”部分给出了对输电相关效益较为综合的观点，这部分对规划标准进行了检验。

在实际中，效益评估是复杂的，因为输

电项目不仅受电价的影响，还受就业、当地利益和环境等因素的影响。此外，大型输电项目常常在短期和长期均能增加系统重要的灵活性。规划者和利益相关方需要决定哪些利益应予考虑以及如何评价输电发展过程中带来的一些难以量化的结果，例如提高可靠性的经济价值，以及采用哪种方法来确定“最优”方案。

除量化效益的细节外，对未来环境政策、发电资源的增加和退役、技术改变以及相关燃料成本的假设都是讨论的基础，涉及资产长期寿命的问题将复杂性变得更加棘手。为评估效益，可将新的输电线路与尚未建设线路或成套线路的相反情况进行比较，这并不适用于很久以前建设的输电线路，因为要确定这种相反情况，需要假设线路的所有后续投资已经理顺，且有争议的线路已经建设。

一些可再生能源发电的送出工程不会提高其可靠性，也未必带来经济效益，除非州政策或联邦政策能大幅降低可再生能源发电的成本，或提高化石燃料发电机组的成本。然而，为了评估输电项目的投资，可使政策尺度能对经济效益和可靠性效益进行度量比较。

4.1.2 输电投资

在输电规划的制订过程及后面的执行过程中，需要决定由谁来投资和建设新的线路，如何收回成本。这些过程在州公共事业委员会协调下主要在州或地区层面进行。联邦能源监管

委员会（FERC）也发挥一定作用：

由于输电项目是在跨州线路联接构成的高压电网中进行，根据法律，一般假定输电项目属于跨州商业活动，且服从联邦能源监管委员会（FERC）的规定。^①

一些可再生能源发电的送出工程不会提高其可靠性，也未必带来经济效益，除非州政策或联邦政策能大幅降低可再生能源发电的成本，或提高化石燃料发电机组的成本。

在没有独立系统运营商（ISO）的地区，本地垂直一体化的电力公司各自为中心，把输

^① 阿拉斯加、夏威夷和得克萨斯电力可靠性委员会（ERCOT）管辖地区除外。此外，在 48 个美国本土州中，有 1/3 的高压输电系统是由政府企业、合作企业以及其他不受联邦能源监管委员会（FERC）监管的实体拥有。这些实体在这些地区持有较多股份。协调他们与受 FERC 监管的实体间的行为的法律和政策问题非常复杂，也很重要，但这不在本报告的研究范围内。

电线路延伸作为整合资源规划过程中的一部分。一旦输电发展规划获得相应各州公共事业委员会批准通过，电力公司就要建设和维护已经提出并收回所有成本的线路，包括根据各州规定的零售电价允许获得的投资回报率。当线路要连接两个电力公司时，双方先就他们之间的成本分配进行谈判，待各州监管机构批准后，各电力公司根据其自己的零售电价来承担所占份额的成本。

有独立系统运营商（ISO）的地区对不同的投资计划方案有更大的自主权，因为有多个主体可以拥有、建设和运营输电资产。大多数情况是由电力公司和 ISO 来确定是否需要改造电网，而由输电公司来建设和维护该输电工程。在一些辖区内，输电工程的施工者通常是责任主体，也就是在本地区的输电公司。在其他地区，是由非责任主体来提出项目建议。根据由 ISO 或电力公司提议并由联邦能源监管委员会（FERC）批准的趸售输电价格，输电项目成本由电网使用者来分摊，相应的零售电价也按此程序操作。其他一些情况下，政策对自发的输电投资和商业的输电投资有利，比较典型的是可以通过输电线路所有者和特定用户间签订的合同来收回成本，这些特定用户可从线路投资中获得收益。不过大规模输电项目的自发融资并不常见。由非责任主体承担的电价融资项目在美国也很少，但这种情况可能会随着 FERC 实施第 1000 号法令而发生改变，该法令将减少输电项目参与者的障碍。^[22]

隐藏在商业方式投资输电项目背后的想法

① 虽然相应的合同电价可能较高，但它与按标准管理程序得出的电价类似，因为在与项目受益者商议价格时，商业投资者不会只寻求一个高的回报率。

会创造新的输电容量，由于存在巨大的地区间价格差异，或是重要电网限制，一旦新的输电线路投入使用，将减少或消除这种约束。^①作为另一种选择，投资者也可以尝试通过线路两端的地区边际价格差异进行套利来收回成本。但是因为输电工程投资巨大，要响应可靠性准则并具有规模经济性，对线路的投资趋向于大幅降低价格差异，使投资者很难以这种方式收回成本。^[23]有投资意愿的投资者会发现，很难与足够多的受益人就帮助其回收线路成本达成一致意见。很少有新进入者对现有或建议的项目进行投资，这些项目通常包括高压直流技术（第 2 章中已讨论过），可使输电设施所有者通过其控制潮流的能力来获得该线路的大部分收益，因为潮流控制更加容易定义项目受益人。^[24]

4.2 输电规划

如附录 A 所述，在工业发展初期，输电规划由垂直一体化的电力公司负责，通过其自身发电来满足本国的电力负荷。一些电力公司之间的并网是在第一次世界大战前完成的，一战后联网进程进一步加快。今天，美国大约 2/3 的负荷由大型的区域独立系统运营商（ISO）来提供电力，这些 ISO 进行输电线路规划并为其区域内的负荷提供服务。在不同的 ISO 和没有 ISO 的地区，其规划流程存在很大差异，但主要都是关注维持电网可靠、经济、有效和较少优先权的目标。^[25]作为电力营销管理机构的 ISO 和垂直一体化电力公司基本不进行联合规划，尽管随着电网互联的发展，这

一情况在逐渐发生变化。因为北美电力可靠性公司（NERC）的区域性实体（见图 1.3）要负责其地域内电网的可靠性，在 NERC 区域内的个别垂直一体化公司趋向采用类似的规划程序。

在大多数有独立系统运营商（ISO）的地区，其规划程序比垂直一体化公司要困难得多，因为新增发电机组的决策是市场作用的结果（市场由州政府和联邦政府针对可再生能源和其他政策来进行调节），而不是统一规划。因此，这些地区的输电规划就会受制于额外的不确定因素，包括未来新建电厂的位置在何处、电力如何在电网内流动，特别是何时考虑可再生能源发电的并网。^[26]放大这种影响的是有关未来补贴和可再生能源发电要求的不确定性，因为存在一个令人头痛的事实是，输电规划这项工作花费比风能和太阳能发电设施建设所需时间更长的时间来规划、审批和建设高压输电线路。当发电厂的建设时间比输电线路的建设时间短时，就迫使输电规划者要么预测新的发电容量并建设可能不必要的发电设施，要么在启动运行前等待严格的发电计划，这样就可能抑制对新电源项目的投资。

4.2.1 跨地区输电规划

直到近几年，有独立系统运营商（ISO）的地区以及各州已开始合作就具体的跨地区输电项目进行谈判，但尚未形成正式的跨区规划程序。然而东部联网和西部联网的耦联正日益紧密，一次只考虑地区间的一个项目而不是作为电网互联计划内的一个部分来考虑的这种做法已经不再明智。实际上，若没有这样的规划，问题就会随之而来，这会阻碍可再生能源发电

的有效发展。美国能源部（DOE）的《东部风电并网和输电研究》认为，东部联网有 20%~30% 的风电并网，这说明即使在优先考虑本地风电的情况下，也要求输电线路跨越多个运营区域。^[27]此外，研究还得出结论，要实现可再生能源大量并网，就要求大量吸纳当地和边远地区的风电资源，反之，就要求与该地区或跨越多个地区的输电线路建设要同步进行。

一次只考虑地区间的一个项目而不是作为电网互联计划内的一个部分来考虑的这种做法已经不再明智。

东西部联网的规模如此之大，结构如此复杂，整个电网规划就要求综合采用包括自上而下和自下而上的层级方法来进行。自下而上的规划是整合当地输电规划和区域输电规划的过程，该规划是基于当地的和区域内的详细情况来制定。而自上而下的规划则涉及一个核心机构，其负责确定区域内和区域间可能理想的输电线路。这两种方法都有不足之处：仅用自下而上的方法无法找到穿越区域边界的潜在的理想线路。为了获得对这些潜在线路的投资，需要自上而下的规划流程来进行区域间的，也许是整个电网范围内的规划。但是单纯的自上而下的程序可能对区域事务或者规划流程是不够的。两种方式的分层结合模式能够既满足当地和区域的需要，同时也有足够广阔的视野来获取区域间的机会。

长期以来西部联网是在广域输电规划中使用分级方法的领军者。在西部联网中，西部电力协调委员会（West Electricity Coordinating Council，简称 WECC）是北美电力可靠性公司

(NERC) 负责西部联网的区域性可靠性委员会，通过跨越整个西部联网的“输电发展规划政策委员会”(Transmission Expansion Planning Policy Committee, 简称 TEPPC) 来合作建立经济的输电发展模式。^[28] TEPPC 及其下属委员会建立高压输电线路的战略经济型延伸模型，而规模较小的工作组则建立可靠性和低压输电线路模型。^①最近，由于获得《美国复兴与再投资法案》的资金，该委员会启动了一项对整个西部联网进行输电规划的研究，虽然该研究活动也许能够或不能对实际建设的线路带来影响。

在东部联网中，PJM 联网和西南电力库 (SPP) 都是采用自下而上的次区域规划流程来补充其自上而下的区域规划流程。^[29]此外，《东北部独立系统运营商 (ISO) / 区域输电组织 (RTO) 规划协调议定书》自 2004 年起在新英格兰独立系统运营商、纽约独立系统运营商和 PJM 中已生效。但直到最近，与西部联网的输电发展规划政策委员会 (TEPPC) 相比，东部联网仍没有一个电网层面的管理机构。

通过比较，欧洲电网输电系统运营商 (ENTSO-E) 已经承担了一项 10 年泛欧输电延伸规划的任务，最近已经完成了第一阶段初步报告。^[30]该规划不是强制性的，但它是一个指导性意见，确立国家规划应与泛欧输电系统发展规划一致。最新成立的能源管理合作机构负责监管规划的一致性，并向欧洲委员会报告任何与规划不一致的重大偏差。最近，ENTSO-E 开始制定一项长期战略规划，该规划将展示一幅泛欧电力系统如何从现在到 2050 年持续发

展的蓝图。^[31]

研究发现

在东部联网和西部联网中，由于整个联网规划越来越重要，就要求综合采用自上而下和自下而上的规划流程形成层级规划方法。

最近有两个方面的发展可能对扩大美国广域层级规划的影响范围起作用。复兴法案 (the Recovery Act) 第 IV 项拨出 8 000 万美元用于开展以“促进区域输电规划发展”为目标的整个联网规划合作，并以“树立典范、支持地区和各州协调州电力政策、项目、法律和规定的发展”的形式提供援助。美国能源部的电力传输和能源可靠性办公室向五家不同的机构颁发了奖励，其中西部联网和东部联网各两家，得克萨斯州电力可靠性委员会 (ERCOT) 有一家。这些机构由来自各个联网的区域规划管理机构组成，但机构的效力和如何树立其影响还有待确定。此外，由于机构融资的特性，新的合作仅仅支持一轮分析，今后可能会不复存在。

能源监管委员会 (FERC) 敦促输电设施所有者不要受制于其管辖权去参与区域间的规划流程，尽管 FERC 不能要求输电设施所有者这么做。

在第二发展阶段，联邦能源监管委员会 (FERC) 的第 1000 号法令要求在邻近区域开

① 例如，为规划科罗拉多州的输电网，科罗拉多州公共服务公司参与到 TEPPC、西部联网 (West Connect) 区域输电规划小组、科罗拉多州协调规划小组，以及州的规划过程中。

展区域内和跨区域的规划。^[32]法令并没有明确“区域”的定义，但法令指出，单个电力公司不能构成实现这一目标的一个区域。然而，法令对联网层面也没有提出要求。能源监管委员会（FERC）敦促输电设施所有者不要受制于其管辖权去参与跨区域的规划流程，尽管 FERC 不能要求输电设施所有者这么做。

虽然现有的规划安排能建设可靠有效的输电网，并能使电网延伸继续推进，但远离主要负荷中心的可再生能源的广泛使用则要求更强大、持久的整个电网规划流程，尤其在东部联网更是如此。西部联网的情况表明，通过协作能满足这些要求。虽然需要一些核心人士及树立典范的能力来进行自上而下的分析，并对现有的自下而上的流程进行补充，以及对规划准则一致同意的定义，对计划进行周期性描述，规划的透明度，以及利益相关者的充分参与，这或许并不需要另一层权力机构或管理机构。此外，规划方法和获得数据的问题还有待解决，这些问题我们将在随后进行讨论。

研究发现

要更加充分高效地利用边远地区的可再生能源，就要求在联网层面建立持久的规划流程。

4.2.2 输电规划方法

在面对一个不确定的未来时，输电规划专注于对复杂电网进行独立而长期的改进。从更技术的角度来说，输电规划的特点是有大量的多维度选择、很大的不确定性、巨额的投资以及长期的投资评估。这些特点相互交错，当对较大的地区进行规划且要努力实现多个目标

时，这些挑战就会更大。目前输电规划技术的发展水平可在独立系统运营商（ISO）层面解决电力系统的问题，包括缓解某个方案不确定性的水平。^[33]但是，现有的方法还不能进行更大地域范围内的输电规划，不能解决日益增多的不确定性问题，而这些不确定性又是为使大量可再生能源发电并网而必须考虑的。

输电规划的特点是有大量的多维度选择、很大的不确定性、巨额的投资以及长期的投资评估。

今天，输电系统规划是采用有技术模型支持的专家诊断方式进行。一般程序是预测未来 5~10 年的需求，并模拟届时的系统运行状况。通过复杂的模拟来识别可靠性问题，并确定潜在的和经济的改进方法。如果通过模拟发现问题，就会进行系统增强或采取其他补救措施。随后，再次进行模拟来确定增强后的系统是否满足规定的可靠性要求，并降低了输电成本。

因为输电系统是个复杂的网络，有很多可能的加强方案可以解决对系统的担忧。在当前的输电规划中，专家们时常明确一套可能的电网加强方案。专家级的规划者倾向于一次考虑一项投资，而不是着眼于整个系统的产出。原则上，一些优化技术并不受该局限而能制定出系统规划，虽然这些优化技术自身还有局限性，但它们已在某些系统规划中应用较长时间了。^[34]

重组和确保发、输电分离的规划将增加更多不确定性。如上所述，围绕电厂位置产生的不确定性影响通常是由于电厂与输电线路建设时序的不匹配而造成的。^[35]此外，因为负荷特性及负荷所在位置、燃料价格、环境政策以及

在 50 年的输电设施投资期内发电组合可能发生的巨大变化，所以电网的设计必须符合在各种不同的环境条件下均能良好运行的要求。

为评估电网设计的稳健性，规划人员要在不确定条件下进行多个时段的分析，这允许其认为在短期内电网投资不一定是谨慎的，但可使电网在长期内获得有效的发展。对一个受制于多重不确定性的复杂电网进行这样的分析，在计算上和概念上都是一项挑战。不过，还没有开展太多工作来制定支持坚强电网规划的方法。前瞻性的研究往往考虑电网设计只限于静态年和单一方案。^[36]这些分析方法既不会产生最优的扩展途径以最终实现理想的电网，也不会考虑情况的稳定性，而在此情况下，设想的方案不会变成现实。

考虑未来多种可能性的方案设计方法已在一些案例中应用。^[37]但是，方案设计方法可能无法识别关于获得可再生资源的重要标准及其他不确定性。^[38]因为不能总是通过确定的程序或方案制定流程来完全解决不断增加的不确定性，这就需要行业和研究社团来开发随机的规划准则、工具和方法并加以应用。^[39]

最后，为改进广域电网的规划方法，应该采用输电运营商在实际的广域电网中使用的详细数据来进行测试。出于各种原因，包括对安全性的考虑，至今还未能获得用于上述目的这些数据。^[40]

研究发现

当前可获得的数据和规划方法还不足以支持联网规划，这种规划需要适当考虑不确定性。

4.2.3 规划标准

正如先前所指出的，明确的输电规划准则包括北美电力可靠性公司（NERC）和各州的可靠性标准，在很多地区还包括经济效益。要求采用可再生能源发电的州或地区，公共政策目标也发挥着正规作用。其他准则通常是不明确的，也许还包括稳健性和灵活性、趸售市场的扩展、市场电量的减少以及缓解在不同地区开展输电建设的压力等。

在准则不清晰的案例中，系统规划程序和政策要求之间会产生矛盾。如今最明显的矛盾出现在那些有可再生能源占比标准，但除提供输电通道的典型常规要求外没有输电项目的州。这些州可能无法满足可再生能源对输电的需求，或者他们可能采用低质量、高成本的资源来满足输电的需要。没有适当的政策要求，就不能实现可再生能源的输电服务。对可再生能源未来支持的不确定性，以及对发、输电建设时序不匹配的可再生能源提出要求，很可能产生相反的结果。

研究发现

在那些对可再生能源发电增长有推动政策，却没有树立公共政策目标，把这些目标作为输电规划项目中的清晰准则的州或地区，可能无法满足可再生能源的输电需求。

一些政府机构已经意识到这个问题，并制定了明确的输电指导意见，如加利福尼亚州的《可再生能源输电项目》（Renewable Energy Transmission Initiative，简称 RETI），得克萨斯州的《竞争性可再生能源区域规划》（Competitive Renewable Energy Zone，简称 CREZ）。例如，

在 RETI 中，输电线路评估包括接入可再生能源的数量和质量的评估、接入可再生能源的商业可行性、新线路的环境影响、为缓解通道拥堵所计划线路将可再生能源向市场输送的能力。RETI 和 CREZ 的准则很详细和透明，可使各利益相关方明白为什么需要进行特别的线路扩展研究并采纳实施。^[41]这些项目有可能成为多个州或国家进行输电线路项目的模式文件。

4.3 输电成本分摊

如前面所讨论的，由于市场类型不同，成本的分摊也不同。在没有参与有组织的趸售市场的垂直一体化电力公司中，输电成本一般通过电力公司在整个区域内规定的零售电价来弥补。跨越两个地区边界的线路成本由两个地区针对每个项目进行谈判来分摊。

在有趸售市场的独立系统运营商（ISO）管辖地区，大部分输电成本按不同的价格向电网使用者收取。这种在电力公司之间转移的成本分摊方式，割裂了曾经由特定的输电资产、发电厂及其所服务的负荷点之间形成的明晰的联合体。至今，ISO 区域内还未就成本分摊的共同原则达成一致，也没有在跨区域或区域间建立统一的成本分摊程序。^[42]

即便如此，还是可能实现一些成本分摊的普遍化。在很多独立系统运营商（ISO）区域内，地区成本分摊是针对不同项目来进行的，这些项目主要实现线路可靠性、经济效益，以及发电厂并网的目的。单独按可靠性依据调整的项目成本通常是从电力用户的统一基准来回收的。这种普遍的方法通常被称为成本的“社会化”。典型的情况是，单个用户分摊总成本的

份额取决于它的总用电量或在高峰期的用电量。

主要按经济性依据调整的项目成本有时是全部或部分地向终端用户进行分摊，这些用户从其建设的线路中受益，其余的成本通过社会化方式进行分摊。

输电项目涉及的发电厂倾向于支付发电厂并网项目所需的费用，但这并不是一贯的做法。一方面，由于新电厂并网而有必要加强电网的输电项目，可将其成本分摊给负荷方，且可视之为线路可靠性或经济性的升级；另一方面，即使是连接电厂和电网的放射状输电线路的成本，一般也会通过规定的电价随时间返还发电厂。

正如前面提到的，若集中使用最好的可再生能源，则新电厂与电网并网的线路以及相关的系统升级一般来说可能要比以往情况花费更高。此外，跨区线路可能变得更加重要。相应的成本分摊规则和程序要根据联邦能源监管委员会（FERC）第 1000 号法令进行仔细审查和修改，要求应对所有输电提供商的区域输电规划流程指定一种成本分摊方法，相邻地区必须采用一种共同的跨区分摊方法。^[43]

我们下一步将设定一些基本的原则，而不是提出一种特定的费用分摊方法，这些原则是对联邦能源监管委员会（FERC）的法令的补充和延伸，并探讨其在输电规划过程中的应用。

4.3.1 费用分担原则

一个重要的政策挑战就是要制定强制费用分摊的原则和程序。参与者为各种形式的商业线路或大容量直流线路容量权的销售进行出资，提供了另一种费用分摊模式。这些备选的

费用分摊方案的共同特点是自愿参与。当这种方法有效时，自愿参与者融资就是可取的。但是在很多案例中，输电投资的规模和范围会对市场情况产生实质性影响，并会催生对自由度过大的担忧，这不可能通过严格的自愿协议来克服。故此，对费用分摊就要求有政府批准的管理规定和相关的强制规则。

这里提出的原则与联邦能源监管委员会（FERC）第 1000 号法令并不矛盾，但要严格遵守这些原则就会超出该法令的要求。

原则 1：按效益比例分摊成本

这是最基本的原则。每个受益人应尽可能按接近其在项目总效益中分享到的实际份额来分摊项目成本。^①原则上，电网的任何使用者都是受益人，考虑到线路可靠性提升和其他效益的重要性，他们从输电项目中看到预期的费用或收益的变化。^[44]这就是在美国及国外已被广泛接受的所谓的“受益人支付”原则，它代表了联邦能源监管委员会（FERC）第 1000 号法令的核心内容，在该法令的 585（1）条款中陈述到：“输电设施的成本必须由

输电规划区域内，从其输电设施中至少以与预期收益大致相当的比例获得效益的受益者来承担。”我们理解原则上必须进一步这么做：如果规划过程已产生预期的效益，则应根据预期效益按比例精确地分摊成本。这种更强烈的言辞避免人们允许将成本分摊理解为实质上背离预期效益的模式。

如果输电项目的效益超过其成本，则该项目的经济性便得以证明。但是，通过降低或消除电价差异，输电项目可将损失强加给先前的高电价地区的发电商，或是强加给先前的低电价地区的负荷方。此外，这些项目会对现有的输电权和输电合同的经济价值造成影响（见框 4.2），一些实体会遭受由于环境破坏带来的损失。即使输电项目把损失强加给某些实体，监管机构也可以通过审批项目的正净收益来去除这些影响造成的混乱。对于那些总收益超过成本，但整个项目净收益为负的项目，监管机构将不予批准。这意味着有的项目不能通过审批，对于从这些项目中获益的人，他们愿意承担项目的成本。

框 4.2 金融输电权

在电网中，物理定律描述电力潮流在两点间可以通过所有可能的路径来分配，近乎可以最大限度地减少系统的总损失。这样可以在发电厂和负荷端之间产生强大的交互作用。一层含义是需要一个中央系统运营商，在遵守输电约束条件的同时，监控发电厂的

电力调度，并维持系统平衡。另一层含义是“物理”输电权没有可使用的定义，它使单个发电厂和负荷端之间能进行交易，并决定系统的最终调度。

有组织的电力市场对这些问题要进行监管，并在“以竞价为基础、考虑安全限制和经济调度的节点价格”框架上建立协同的集

① 大型的、分散的输电项目投资对未来市场价格和效益分配会产生实质性影响，根据过去经济发展形势分析，大部分相关成本是固定的，而不是通过普通输电价格来回收成本，最好采用多方收费机制来回收成本，该机制与事后有效使用定价（反映电网拥堵情况和边际损失）配套固定接入收费，在某种程度上，委派公认的受益群体中的成员为该群体中的受益人保持净收益。

中调度，通过与其补充进行分散交易，来支持市场竞争。该电价反映电源和负荷端的节点边际价值。^[45]电网中任何两个节点间的电价差等于这两个节点间的输电边际成本。

输电边际成本的定义并不是要求将电力交易的概念从电网节点间电力的复杂物理流动的描述中分离出来。节点间的电价差是根据短期输电价格来收取的。输电系统用户为明确的双边电力交易，或通过协议调度为不明确的电力交易支付费用。

节点电价差也为物理输电权缺失而确定经济的替代方案提供了方法，这就是金融输电权（Financial Transmission Right，简称 FTR），它可使其所有者对线路两个节点间的给定电量收取节点电价差。这样，电力系统

用户支付费用，金融输电权（FTR）所有者收取费用。若能定义并使用可分的物理输电权，则可以实现金融输电权同样的经济效益。但 FTR 的整体性并不依赖于与 FTR 分配一致的系统的实际使用。实际上，整套 FTR 的运作就好像有一套能充分交易和重新配置的物理输电权。

对于一个既定的电网，若判定所有的金融输电权（FTR）都是可行的，则从系统用户获得的收入足以向 FTR 所有者支付费用。这就是经济调度和相关节点电价的内在特性。^[46]对于线路扩展，应用于现有及新增 FTR 的同步可行性规则，将保证这些特性能始终如一，这些 FTR 是随着线路延伸而给予奖励的。

在电网用户中按其收益的比例分摊输电项目的成本通常被视为一种公平的做法。若项目收益大于成本，所有的受益人更愿意支持而不太可能反对项目的进展。^①反之，若项目成本大于收益，就不可能按这种方法来分摊成本并使所有参与实体有更多收益。因此，采用受益人支付原则将有助于决策哪个项目应该建设、谁将为该项目的建设成本埋单。公平性很重要，但是支持对输电项目投资的持续激励才是遵循该原则的关键原因。当然，不能确定所有的项目受益人时，特别是发电商，就会导致某个有效益的项目由于没有足够的收益来支付成本而

无法建设。

次于受益人支付原则但却经常采用的备选方案就是成本的社会化，是指成本在整个区域内均匀分摊。

次于受益人支付原则但却经常采用的备选方案就是成本的社会化，是指成本在整个区域内均匀分摊。社会化排除了地点标志，降低了电力系统促进最佳地点投资的能力。例如，一切均等，社会化总是青睐最佳的风能和太阳能资源，而不管其地理分布和对输电成本的影响。此外，成本分散太广会降低

^① 原则上，若项目的净收益为正值，有可能弥补所有受损失者的损失，并使受影响实体的状况变好。如果实际中这样操作，则情况会复杂且少见。人们通常争论说，不应为仅仅是由于电网拥堵而造成的经济效益损失进行补偿（发电商的电价高，但负荷端的电价低），但是将来的主要环境影响会成为日益严重的问题。例如，若将来线路穿过某个州，但当地的居民没有从中受益，人们就会抱怨线路对环境产生影响。

成本约束，并消除对输电扩展项目考虑经济替代方案的动力。^[47] 一个解决办法可能是将替代方案的成本也进行社会化，但这样做就要求电力系统的决策要进行重大改变，并将很多重要项目投资的决策权交与监管机构。最后，如果一些参与方被迫承担大大超过其收益的成本，即使是高收益的新投资项目，采用统一的地区成本回收方法还是会招来大量的公众反对意见。^①

有时会出现争议，在受益人评估存在很多不确定性时，或者投资对多个地区产生影响时，成本社会化就是一种有效的近似做法。然而这种争议会产生误导。有关收益及受益人的主要不确定性通常是指广泛分配预期收益。即使受益人支付原则可能会产生类似将成本分摊直接社会化的情况，这一原则仍然是适用的。但是这种情况和放弃原则是不一样的，在一些受益人的大量不确定性伴随着其他受益人的少量不确定性的普遍案例中，也不会产生同样的结果。

在有电力趸售市场的地区，发电商和负荷端往往都是新建输电容量的受益者。发电商利用输电系统传输其产品，以这种方式获得经济收益，那么也应该承担一部分电网成本。负荷端通过降低电能成本，提高可靠性，或两者皆有，也可从新的输电线路中受益。成本分摊程

序应在电源点和负荷端两个群体联合实现的总经济效益中，按比例进行。在任何高度竞争的市场中，若趸售市场具有高度竞争性，对任何发电商来说都没有机会获得额外租金，那么发电商承担的所有成本在短期或长期内最终将通过趸售电价转嫁到负荷端。即使过网费是按年度总包的或按每千瓦基准收取的，而不是按每度电收取的，情况也是这样。但是在某些电力市场中，一些发电厂享有独一无二的特殊位置或其他优惠，因此它们可通过在这些地区建设的输电线路保持应有收益。此外，并非所有发电商都在高度竞争性的环境中运营，特别是改变市场情况会给发电商提供多种机会来享有短期租金（同时承担短期损失），这样就可以向发电商收取输电成本，而不会期望将其转嫁给负荷端承担。

举例来说，若不能根据所产生的效益进行成本分摊，长距离并网线路的成本就全部要向与该线路有关的发电商收取，那社会就不会对电源进行投资，这在图 4.1 中的示例有体现。同样地，如果向负荷端分摊过多的输电成本，对于发电商，尤其是需要进行大量输电投资的可再生能源发电商就会排除地点标志。而这些标志有助于确保为发电商的发展选择最经济明智的地点。

① 这一危险在 PJM 的电价意见书中有清楚说明，与基于 PJM DFAX 电流分配的方法相比，这表明某个特别项目在成本分摊结果上存在 12 亿美元的差异。^[48] 虽然 DFAX 并非受益人支付原则的最佳应用案例，但它采用了通常采用的代理收益分配方式。佛罗伦萨管理学院提供了一个有用的成本分摊比较分析方法。^[49]



图 4.1 发电商成本分摊结果示例

与当前的一些程序对比都表明，例如，发电商最初至少要负担放射状并网线路的全部成本，而负荷端则全部承担加强电网的其他成本。监管机构应意识到可再生能源补贴的经济价值与如何向将实现经济效益作为其职责的发电商收费之间的联系。

任何输电规划都应在额外的电网成本上寻求综合效益中边际收益最大的投资（或者降低系统成本）。合理的规划程序必须提供识别拟建设输电项目投资中受益人的充分信息，以便能对项目建议书进行评价。从概念上来说，根据受益人支付原则，这些信息可用于成本分摊。输电线路就是用于将电从一个地方输送到另一

个地方，对线路投资的分析要求计算对电源和负荷的区位影响。通过对来自可靠性提升的收益进行地域范围的周密考虑，对收益情况的统一分析就能对成本分摊进行估算，在遵循非受益人不付款原则的情况下，能让付款的受益人也得到好处。该方法是针对受益人支付原则产生的近似做法，也是成本社会化的最后一种手段。^[50]

原则 2：输电收费应独立于商业交易

不管任何特殊的、事先安排好的电力商业交易，电网中电的物理潮流都不会改变，负荷端将始终由成本最低的、不违背任何电网约束

的发电商来提供服务。因为商业交易对电的物理流动不会产生影响，因此过网费的收取也不应依赖单独的商业交易。相反地，过网费应仅根据用户所在系统内电网的位置，以及电在何时何地地上网和下网来收取。^[51]

根据第二条原则，位于 A 地的发电商与位于 B 地的用户服务商进行交易，发电商应支付同样的过网费，而不像与其区域内邻近的负荷用户签约供电一样，反之亦然。任何机构自愿签署的任何交易合同不应影响该原则的应用，因为这些合同不应改变发电的实时有效的物理调度，也不应改变需求结构。第二条原则不同于电网成本的社会化，正如先前说明的，过网费应根据地点和电网利用的时间来收取。

当规划人员不能把过网费从商业交易中分离时，结果就很令人沮丧。在这种情况下，用户就被要求缴纳合同中认为其所购电力经过的各个地区的累加费用，而不管实际的潮流情况。因此，过网费就取决于买卖双方之间的行政边界的数量。这种定价方式会扼杀电力交易，并阻止买方从成本低的卖方购电。而且，将收益的计算与合同联系在一起，会导致不良动机者签订合同以避免分摊成本。这就会降低输电投资的效率，并使电网运行变得非常复杂。美国和欧盟已经意识到这种“叠煎饼式”的平抑做法（pancaking）并不受欢迎。因此，联邦能源监管委员会（FERC）颁布了第 888 号法令，向输电系统提供开放的通道，欧盟也为进入输电系统和支付输电成本制定了一套标准化机制。^[52]如今，美国的过网费收取通常独立于独立系统运营商（ISO）内部的电力商业交易，但还未与 ISO 之间的商业交易独立。ISO 之间

也应该采用这个原则。

关于平抑做法可能出现的争议是，这种方法能从输电项目中对受损者进行补偿。设想有一条线路连接 A 地和 B 地并穿过 C 地，但并未对 C 地内提供效益，A、B 两地从该线路中受益的发电商和用户应支付线路的成本。有人可能会争辩说，C 地的居民将承担线路对环境造成的影响，因此这些居民有权向通过他们住地的输电线路收取费用。而另有人会说，在该案例中证明采用补偿是合理的，争议并不能对平抑做法所指的过网费的趸售失实予以合理化。

过网费应仅根据用户所在系统内电网的位置，以及电在何时何地地上网和下网来收取。

原则 3：在项目建设前，应事先确定成本分摊办法

一旦根据预期效益来进行成本分摊，具体分摊的操作则应依据项目年限进行，或至少以 10 年为一个周期的时间段来进行。不能因为项目投资者已经对电价信号做出反应并承诺投资，而在项目完工后很快就更新为长期电价信号。这可能对将来电价信号的更新会增加不确定性，并提高项目的资本成本。

此外，有可能且有必要事先对输电项目进行评价，明确在有投资和无投资情况下净利润的差异，但对事后效益评价尚无可比较的方法。电网相互作用的特征是潮流之间的强大相互依赖性。例如，在项目 A、B、C 相继建成后，由于 A 项目的存在将影响到 B 项目和 C 项目的设计以及建设 B 项目和 C 项目的决策，因此

不能在只考虑 B、C 项目而没有 A 项目的假定情况下进行事后效益分析，这样做是没有道理的。事前对预期效益进行计算是有必要的，以分析某项投资决策是否继续执行，同样的计算也能支持事前的成本分摊。相比之下，对沉淀投资（sunk investment，译注：是指在开始时做出的牺牲，以求在后期获得较高回报的一种投资）决策来说，事后计算回报既不是件简单的事，也不需要，而且也没有一个原则性框架来分析互联电网中的效益。

当近期希望解决与未来收益有关的重大不确定性时，就要求判断应用该原则。例如，一个大型电厂即将确定的位置可能对预期的效益分配产生实质性影响。在这种情况下，当项目不确定性解决之后，各方最敏感的是对成本的分摊，而不是某些相关方所承担的成本大大超过事后效益的风险。在一些跨区电力市场中，如中美洲和欧盟，现有的输电成本分摊已经采用了这个方法。

一旦根据预期效益来进行成本分摊，具体分摊的操作则应依据项目年限进行，或至少以 10 年为一个周期的时间段来进行。

在实践中要很好地应用这些原则是很困难的，但是除非从开始就应用这些合理的原则，只有根据实际考虑达到要求的一定程度时才放弃这些方法，否则，最终的成本分摊方式就会缺乏一致性，并导致投资模式很可能没有效率。

研究发现

为实现电网的高效、可靠，应尽可能严格地执行成本分摊的三原则：

- （1）应根据收益比例来分摊成本。
 - （2）过网费的收取应独立于商业交易之外。
 - （3）在项目建设前，应事先确定成本分摊办法。
-

4.3.2 实践中的成本分摊

在实践中，由于未来收益的不确定性，决定谁受益、受益多少的过程是很复杂的。^[53]此外，输电线路规模的体量和经济性意味着建设具有超过未来需求预测的容量的输电设施通常是明智的做法。在这些输电项目运行初期，尚未满负荷运行时，这至少可以为很多项目的部分社会化提供经济合理性。如果部分输电项目的容量用于服务未来潜在的用户，那么在运行头几年使项目成本社会化并直到这些潜在用户出现，这种做法是合理的。

如果成本分摊的程序与各参与方签署的自愿支付协议大致相符，那么这种分摊就是可行的。上述三个成本分摊原则形成了一个良好的基础，在此基础上能达成互惠互利的协议。认识到三个原则中的第一个——受益人支付原则，在不同情况下会有稍微不同的操作方式，我们对区域内输电并网的成本分摊提出下列一般性指导意见。

- （1）对已有线路采用现有的过网费收费方法，只对新线路或近期建设的线路采用成本分摊的方法。^①

① 我们主要关心的是新输电投资的成本分摊。对新的电网用户收取现有线路过网费的问题没有本研究重要，但在本文献中能找到一些实际执行的指导意见。^[56]

(2) 对于潜在的新发电厂，要估计近期新建线路和已规划建设并很快投入使用线路的收益。现有输电容量的扩展规划程序应有助于对新线路设施的效益评估，新建电厂或已规划即将建设的电厂都会对电网发展规划产生影响。

(3) 使用这些信息来计算近期建设的和预期建设的电厂及负荷用户以及其他电网用户的过网费。

实际上，逐步实施这些指导意见应使输电价朝着更能反映成本的方向发展，由此建立更经济有效的成本结构。^[54]

对跨地区的、整个联网范围内的，以及可再生发电的项目来说，即使其成本分摊程序的发展没有那些区域内项目的成本分摊程序发展得快，但是如果未来大规模可再生发电大量增加，这种成本分摊程序就会变得越来越重要。

4.3.2.1 跨地区或整个联网范围内的成本分摊

联邦能源监管委员会（FERC）的第 1000 号法令要求制定标准的跨地区规划及其成本分摊程序。其结果是要么形成整个联网范围内的程序，要么在每个电网范围内形成一套双边或多边的成本分摊协议。

前一种结果可能在规划区域中通过讨论形成，或由联邦能源监管委员会（FERC）强制形成。一个有趣的例子是欧洲输电运营商（TSO）之间的补偿机制。^[55] 该机制把电网潮流视为效益的代表形式，仅处理区域电力系统运营商（TSO 是欧洲使用的术语）之间的成本分摊。规划人员首先采用基于潮流的方法来确定有多少电网以外的机构使用每个地区的电网，然后计算与这种使用有关的成本，并将成本分

摊给相应的电网以外的区域。将净余额计入每个地区或向各个地区收取，电网用户根据该地区的电价计算方法来支付。这种分级方案提供了一种有效的（即使不够完美）跨地区成本分摊体系，该体系与受益人支付形成逻辑联系，使每个地区的运营商能自主决定其电网系统在该地区内的成本分摊。

在美国东部联网和西部联网中，对很多地方政府机构来说，作为一个实际问题可能很难就这个方法或任何其他通用的跨地区分摊办法达成一致意见。备选方案是形成一套双边或多边的成本分摊协议。这样做的结果会导致地区间差异更为敏感，但是这样一套方法对于解决多地区间的问题不太适用，例如环路潮流问题。在这个案例中，联邦能源监管委员会（FERC）在缺乏优先协议的情况下，可能会考虑在有关各方制定解决多区域事务的默认程序。

从这些考虑中显示出对合理的跨区输电项目成本分摊程序的广泛指导意见。理想情况是，这些指导意见应该在全球每个联网地区加以应用：

(1) 只对新的输电项目采用成本分摊办法。

(2) 只要可能，就采用预估的项目收益在相关区域内进行成本分摊；若这种方法不可行，可将电网使用的计量视为收益的表现。

(3) 采用该信息来计算由每个相关地区承担的项目成本的比例。

(4) 允许每个地区根据自己的内部程序，让电网用户承担所分摊的成本，其内部程序应根据上述三个基本原则来制定。

4.3.2.2 边远地区的可再生能源发电厂

当由垂直一体化的电力公司来建设发电厂

时，连接电厂和电网的线路被列入电厂造价的一部分（通常是一小部分）。因此，在进行电厂选址决策时，自然要考虑输电线路成本的差异，但只有在非常规情况下，例如煤矿坑口电厂，成本差异才会对项目决策有较大影响。

相比之下，不同实体在现在都可以建设和拥有自己的发电厂和输电设施，未来大规模开发的边远风电厂和太阳能发电站的并网线路成本及其他所需的电网升级费用将在其电厂成本中占很大比例。根据常规方法，电厂应承担全部的项目成本，但是对于边远的可再生能源发电厂，这很可能代表对“受益者支付原则”的重大偏离。就像其他输电项目那样，该原则应该用于确定在主要负荷中心和边远可再生能源发电厂之间的主系统升级并网的成本如何分摊。

与可再生能源发展有关的另外两个问题需要提及。首先，风电厂和太阳能发电厂的装机通常从几十兆瓦到几百兆瓦，比常规热电厂的标准装机规模小得多。即使在资源丰富并能够支持建设很多这类可再生能源电厂的地区，这种情况也是真实存在的。然而，高压输电线路通常为设计装机容量为百万千瓦及以上的电厂服务更有效率。这种电厂与输电线路容量的不匹配使得大量的输电容量难以发挥作用，直到该地区有更多的电厂并网，这需要几年的时间。与此同时，相对较小的电厂或许会面对过大而未充分利用的输电系统升级的成本负担。

由于很多最佳的风能和太阳能资源远离现有的输电系统，这就出现了第二个问题。输电公司没有兴趣在远离现有设施的地方建设输电线路，因为在现有电价水平下，尚不明确由谁

来支付这些线路的成本。因此，输电公司宁愿等发电厂先建设，然后才考虑为满足这些资源的需要出资进行必要的输电设施升级。当然，如果发电厂在并入电网并开始售电前不得不空置好几年的话，发电商是不会出资建设电厂的。^[57] 这是在输电问题上典型的鸡生蛋还是蛋生鸡的问题。

有一些创新的方法可以解决这两个问题。首先，由各地区来承担在预计有风能或太阳能资源待开发的边远地区建设新输电项目的成本。之后，随着这些地区发电厂的上网，他们将按比例承担输电成本，并在适当情况下向用户返还费用。最后，若发电厂按计划上网，就可向所有各方按适当比例分摊成本，但成本应随时间变动，以确保最初出资的做法不会阻碍输电公司在有效规模下建设一条有收益的线路。通过这个方法，规划人员可降低输电开发商的出资风险，而输电线路的不足也不会迫使电源投资商无所作为。存在的风险就是，如果预测失误没有新的电厂建设，则由负荷用户来补贴该成本。这种情况并未严格遵循事前成本分摊原则，但的确包含了一个程序，该程序按照明确界定的步骤要事前到位。

加利福尼亚州在开发其州内的可再生资源过程中已建立了这类程序，称为“限定地点资源的上网定价法”。^[58] 得克萨斯州正在使用《竞争性可再生能源区域规划》（CREZ），该规划包括通过社会化的区域成本回收方式来解决这个问题。^[59] 纽约州独立系统运营商（ISO）也在其并网规程中解决了这个问题，首先使用“分类-年度（class-year）”分摊程序在众多发电商中来分摊输电设施升级的成本，并设立空头账

户，以便今后的开发商凭该账户对最初出资扩建输电设施的开发商进行补偿。另一个备选方法就是协同采购，或者安置住户，新英格兰地区各州正在讨论这一模式。^[60]

4.4 新建输电工程的选址

当开发商试图建设输电线路时，必须从州政府、当地政府和联邦政府等一系列机构获得必要的选址许可证。在选址过程中，项目很容易受到来自各方出于任何原因对项目不满的挑战甚至诉讼。在规划中或成本分摊上的不足会加剧选址工作原有的困难，如“别在我家后院”（“not in my backyard”，简称 NIMBY）的抱怨。相反，输电规划和成本分摊的进展应有利于减少在项目选址过程中被掩盖的成本分摊问题的争议。随着联邦能源监管委员会（FERC）第 1000 号法令中关于新规划和成本分摊的建议方案的实施，对上述假设的一项重点试验将随之展开。很难想象，虽然这样的项目选址将成为常规做法，毋庸置疑，当地的抗议和组织困难会在某种程度上持续存在。^[61]

在选址过程中，项目很容易受到来自各方出于任何原因对项目不满的挑战甚至诉讼。

虽然在一些州，输电线路选址的审批流程主要由州的法律和规定来管理规范，但市县机构也可能会涉及其中。在最近几十年中，我们看到一个正朝着更大范围电网联网和区域化发展的稳步变化，而选址的制度已跟不上这种范围扩展的变化。一个州的条例对同样投资明确规定的要求可能和另一个州的不同，例如，艾奥瓦州要求明确具体的路线，而伊利诺伊州

则要求提供一套备选方案。正如 Ashley C. Brown 和 Jim 和 Rossi 指出的，“强大的经济动机在项目选址决策中也会变得狭隘”。^[62]这种工作范围的不一致加大了选址的难度。如果某投资商希望建设一条穿越几个州或几个输电系统的线路，现有的限制性规定正适合确认该输电线路的收益，而该收益可能属于邻近输电系统。^[63]这个基本矛盾不是美国特有的，在其他分级管理的大型电力系统中也存在。^[64]

目前美国的项目选址情形包括由很多利益相关方和行政审批程序组成的复杂系统，各方都有其自身利益和规则。^[65]2006 年由五家行政机构、两家监管机构、环境质量委员会和历史文物保护顾问委员会共同签署的关于输电项目选址的备忘录，充分体现了政府机构过多介入输电项目的选址工作。^[66]在联邦行政机构中，还有另外 12 家主要下属机构被提及在选址过程中也扮演了重要角色。

就当地来说，挑战来自个人或社区，他们反对输电项目对美观、健康感受或环境带来的影响。“别在我家后院”（“not in my backyard”，简称 NIMBY）的反对意见的增加已有一段时日，他们对脆弱的生态系统、休闲场地、景观或历史遗迹和公园的担心愈演愈烈。从国家来说，联邦政府控制着全国大约 30% 的土地，西部各州控制的土地比例更高。要使穿越联邦土地的输电线路建设项目获得批准，这历来不是一个普通的商业交易，具有保护权限的联邦机构会强烈反对高压输电设施的建设。即使在不受联邦政府控制的土地上，新建输电线路项目也必须依照《国家环境政策法案》、《濒危物种法案》、《候鸟条约法案》以及其他法律，经联邦和州环境主管部门审查。

解决这些挑战需要数年时间。1990年3月，美国电力公司宣布将在弗吉尼亚州和西弗吉尼亚州之间建设一条765kV的输电线路，该线路将穿越杰斐逊国家森林。主要由于美国林务局的反对，该项目直到2002年12月才获得最终批准，该线路到2006年6月才通电。^[67]另一个例子是公共服务电力和燃气集团计划的Susquehanna-Roseland输电线路工程，该线路系连接宾夕法尼亚州和新泽西州。经过详细研究和公开专题讨论后，该集团于2008年8月提出建设这条线路，新泽西州和宾夕法尼亚州的监管机构也批准了该项目，但直到2011年9月，美国国家公园服务管理局都没有批准该项目。^[68]

项目选址许可和环境审查通常是有适用期的，若因为其他并发问题导致项目拖延，则可能导致许可证和审查意见失效。在其他案例中，因为选址批准机构不同，对某部分工程批准的时限可能会超过其他部分。反对项目的群体可能会在各个流程之间制造不协调。^①

也许更重要的是，要获得政府对输电项目的批准，完全取决于对需求的确定，因为州监管机构常常基于政治现实的原因，有时是法律的原因，要求其在进行决策时主要关注州内的开支和收益。^[69]即使当一个州里有一些利益相关方可能从当地的发展和输电投资的税基中受益时，优先考虑当地需要的要求还是会产生问题。例如，2007年5月，亚利桑那州监管机构一致反对南加利福尼亚州爱迪生电力公司建议的Devers-Palo Verde 2号线路，该线路承担

从亚利桑那州到加利福尼亚州的电力输送，有位官员将该线路描述为“230英里长的绳索”。^[70]这些监管者发现加利福尼亚州的电力消费者将从亚利桑那州的发电容量中获益，而同时由于需求增长的结果，亚利桑那州的电价也会上升。随着跨州商业贸易的扩展，成本增加也是一个自然的结果。即使不会影响电价，对当地需求的关注也是输电发展中的一个障碍。例如，建设一条穿越像阿肯色州这样的某个州但未与该州联网的输电线路似乎是有道理的，但如果没有该州的配套服务，根据该州法律，就会阻碍这一为满足需要而要求建设的试点项目。如果可再生电力通过长距离跨州线路大量输送，而使国家政策得以最好地实施，则现有的以州为中心的选址程序很可能被证明是一个巨大的阻碍。

虽然有这些障碍，但在最近几十年里，还是有很多输电项目得以规划、选址和建设。其中很多项目没有穿越州界，州政府机构还是负责这些项目的审批。独立系统运营商（ISO）的规划程序对促进跨越多州线路的建设也是成功的，这一点通过对可靠性问题的考虑得到证实，只因为可靠性问题将会影响该区域内的所有各州。当项目是为经济政策目标和公共政策目标服务，并且项目成本和收益牵涉多个州或多个地区时，就会出现这个问题。

由于区域性的制度和程序越来越重要，一些州已逐渐采取行动来简化服务于多个州利益的线路的选址程序。这些州采用多种机制，包括跨州合作，联合开展输电项目研究。例如，

^① 美国商会对很多这样的挑战保留一个有效的描述方式，包括一系列面对主要障碍仍活跃的输电项目 (<http://www.projectnoproject.com/category/project/transmission/>)。

2002年西部州长联合会签订协议，为西部联网选址机构之间的合作制定步骤。但该协议并未包括特殊的选址规定，只是为今后更细致和具体的工作提供一个基础。虽然在细节规定和具体实施上有所不同，但为了理解和配合跨越不同州的输电项目的选址程序，在中西部独立系统运营商（MISO）、西南电力库（SPP）和 PJM 中也有类似的选址机构。这些地区的努力仍在进行，并自愿提出为平衡各竞争者的不同利益而调整协议的实际问题。

如果可再生电力通过长距离跨州线路大量输送，而使国家政策得以最好地实施，则现有的以州为中心的选址程序很可能被证明是一个巨大的阻碍。

从联邦政府层面来说，2005年颁布的《能源政策法案》准许各州对输电项目选址形成跨州协议，虽然这样的协议还未得到正式的认可。更显而易见的是，该法案在《联邦电力法案》中增加了新的216条，该条款授权联邦能源监管委员会（FERC）对经受容量限制或容量拥堵地区的项目签发许可证，且这些项目系由能源部长指定的国家利益输电通道（National Interest Electric Transmission Corridor，简称 NIETC）。若州委员会或其他批准选址的权力机关“在提交审批申请后超过一年而被拒绝”，这些许可证就会赋予项目土地征用权。

然而，随后巡回法庭的决定使216条款形同虚设，巡回法庭裁定，若一个州仅是简单驳回而非保留对一个反对项目的批准，且指定国家利益输电通道（NIETC）的程序本身就有缺陷，那么联邦能源监管委员会（FERC）是

无权采取行动的。^[71]2009年，美国众议院通过了一项议案，同意授权FERC考虑被州监管机构拒绝的跨州项目，不过该法案仅在西部联网地区生效。^[72]一项出自参议院能源与自然资源委员会的议案也包括已在东部联网和西部联网应用的明显类似的规定。^[73]规定毕竟不是法律，即使FERC具有保护NIETC的重要职权，但目前还没有合法地指定NIETC，使FERC可以对其行使权利。

研究发现

目前的选址程序使在一个州且不穿越联邦政府土地的输电建设项目要获得许可，比需要多个州批准或者联邦机构批准的项目更为容易。

一系列其他措施也已提出以使选址程序更加合理化，并减少输电网发展过程中不必要的高壁垒：^[74]

- （1）明确说明审查选址建议书的最佳做法。
- （2）检查州法律框架，辨识可能阻碍选址协同工作的立法语言表述，以及如何予以弥补。
- （3）扩展对需求的定义，州委员会采用的需求定义包括能源效率、公共政策、州外利益。
- （4）在地方政府、州政府和联邦政府机构之间制定通用的审查流程，包括需求协调和潜在的集中选址机构。
- （5）协调并加快联邦机构的审批。2006年签署的跨部门谅解备忘录就是该行动方向的一个例子，如最近宣布成立了跨部门可再生能源快速反应小组，该小组确保及时对联邦土地上的输电工程选址建议书进行审查。^[75]

(6) 增加各层面进行许可审批的时间规定。

(7) 建立或使用现有的区域性机构，以促进跨州项目的选址，并对选址程序进行标准化。

因为普遍认为现有的输电选址审批程序已成为输电发展的阻碍，政府机构可能已认识到需要进行一些改革，至少要进行局部改革。但是，这些选址程序相对比较谨慎，且不可能从本质上减少障碍，因为这些阻碍的产生是由于负责的州政府机构考虑的是本州选民的利益，而让其他州来承担项目成本，联邦政府机构对高效可靠的大功率系统所进行的管理几乎没有作用。州政府和联邦政府官员或许会把分派给他们的工作做得很好，但这样做违背了很多国家利益。如果没有有效的机构改革，不可能解决这个结构性问题。

很容易理解，各州的局部利益自然不会覆盖更大地区的广泛利益或者国家的整体利益。

在电网发展的初期，各州都出现过类似的问题。^[76] 早期的输电技术注重当地电源的发展，限制（或没有）长距离的联网。当地政府控制着需求决策和选址程序的大权。随着情况变化，输电量增长的影响覆盖了更大范围和更多负荷，州政府在州内和抢先行动的当地政府机构内开始采取缓慢而不完全的集中决策，所有这些做法都是为了追求更多的全州利益。随着输电距离的延伸，电网互联的增加，甚至是地区和国家目标的不断扩大，输电技术发展的过程也同样在继续，但是现在各州的角色已经改变了对广泛实现计划输电投资背景的反反对，更不要说当地政府的角色

了。很容易理解，各州的局部利益不会覆盖更大地区的广泛利益或者国家的整体利益。

在之前的天然气项目上我们也见过这种情况。1938年，国会认识到类似的结构性问题会大大阻碍跨州天然气管道项目的发展，就通过了《天然气法案》。该法案第7章授权联邦能源监管委员会（FERC）对这些天然气管道项目建议书进行评估。根据一份1947年制定的对本章的修订案，若FERC批准了提议修建的天然气管道，那么管道建设公司就有权通过征用土地获得其无法以谈判条款获得的必要的土地资产。^[77]虽然这样的程序也许不是最佳构思和最完美实施的，但与类似的输电发展中遇到的挑战相比，它没有产生激烈的争论，也没有造成不合理的拖延。

在1935年通过《联邦电力法案》时，跨州输电工程的选址问题还不重要，在该法案中也没有解决这个问题。但现在如我们讨论的那样，这已成为一个重要的问题了，很大原因是边远地区可再生能源重要性的提升，而且这个问题在未来会变得更加重要。提高区域性的、跨地区的以及整个联网范围内的分析和规划水平有助于该问题的解决。在每个互联电网内实施有效的受益者支付成本分摊程序也将有助于该问题的解决。但即使这些改革是完善的，各州利益的竞争仍然会像当年各州利益冲突影响天然气管道项目以及其他跨州商业形式的实施那样会影响输电扩展项目的实施。最后。我们希望这种明显的结构性问题不会阻碍目前还欠缺的理想的投资。

解决跨州输电项目选址问题最简单、最讲究的方法是赋予联邦能源监管委员会（FERC）

权力以监管重大跨州项目，或其他需要另一联邦机构管理的土地的项目。有人可能想通过适当地限制 FERC 对区域性、跨地区或整个联网范围规划过程中产生的项目的审批权力，以便从天然气项目的管理模式中脱离出来。考虑到各州对当地情况非常熟悉，要解除各州在项目审批中的作用仍有诸多不利。因此一个有效的备选方案就是修改联邦电力法案的第 216 条，给予 FERC 对美国各地项目进行监管的有效支持。这包括消除对国家利益输电通道（NIETC）在理念及行政上的令人不快的想法，允许 FERC 考虑项目的可靠性、经济效益和公共政策效益，而指出州政府不予批准涉及多个州的项目应视为一个契机供 FERC 考虑。

当人们讨论这些备选方案的好处时，我们已在研究小组中这样做了，我们同意不管是天然气模式还是 FERC 支持模式，都将比现在的模式能更好地服务于国家利益。

4.5 结论和建议

管理及资助输电扩展的现行制度为美国电力工业提供了良好的服务。然而，这种制度在不久的将来是不够的，到那时预计会出现大量达到上网规模的风电和太阳能发电，因而将有更多输电网跨越各州、各地区边界进行联网。因为一些最好的风能和太阳能资源远离主要的负荷中心，对这些电源的有效利用就要求有永久有效的整个联网范围的规划程序。

这些规划程序及相应的制度可以通过联邦立法来提出要求，或者联邦能源监管委员会（FERC）可以在第 1000 号法令中对地区

层面、双向跨区层面到整个联网层面的项目扩大规划要求，而将流程和组织的细节问题留待行业内部协议来解决。作为另一种选择，在行业内可以看到一种广泛应用的综合规划方法的逻辑性和价值，并自愿按超出规定的最低要求来做。

建议

为支持大规模风能和太阳能资源的并网，提高系统的可靠性和效率，应建立永久的分层级合作程序，以便在联网层面实施跨地区输电项目的规划。

但遗憾的是，可获得的数据和规划方法还不能支持缜密的联网规划，该规划需充分考虑系统的不确定性，特别是在更为复杂的东部联网。

首先需要的是开发所必需的数据，让那些能够拓展性地使用数据的人获得这些数据。这不需要建立新机构，可以扩大北美电力可靠性公司（NERC）的管理来涵盖这个职能。让人们可以广泛获得电网的详细数据显然会提升人们对电网安全问题的关注。最近几年，人口普查局和其他联邦机构已经制订规约，在确保安全的情况下可使研究人员获得高度机密的资料。我们相信对大电网的数据也能制订出类似的规约。

建议

一个负责机构应对美国的大电网系统开发详细而综合的数据，并在满足安全事项的规程下，使研究者及其他人能获得这些数据。

我们相信更好的规划方法的开发和利用对

学术研究很重要，也颇具吸引力，但我们不相信按照联邦能源研究和开发项目标准进行的研究需要高昂的费用。可以通过行业捐款向电力研究院这样一个专设的行业联合体，或者是包括美国能源部（DOE）在内的公私合营体进行融资。

建议

电力行业、联邦政府，或者两者都应支持研究，从而改进在跨越多个时间段的不确定性条件下，广域输电规划分级式的、稳健的方法。

为得到相应的结果，输电规则在概念上必须是个一体化的系统。规划、商业模式、成本分摊、选址都应该是相互联系的，且为了获得利益相关方对高效可靠的系统的支持，必须要求有一个始终一致的方法。特别是如联邦能源监管委员会（FERC）第 1000 号法令中所确认的，输电规划中所采用的准则和决策程序需要与随后的成本分摊程序紧密相连。

建议

为了实现以最小成本进行可靠的电力生产，特别是为了大规模可再生能源发电并网，输电成本分摊应遵循三个基本原则：

- （1）成本应按效益比例尽可能实际地进行分摊。
- （2）过网费应独立于商业交易之外。
- （3）成本分摊应在事前进行。

实施这些原则面临着挑战，但可以通过采用输电发展规划中进行成本—收益分析的相

同方法来解决。联邦能源监管委员会（FERC）的第 1000 号法令规定了核心原则，那些依从文件应采用计算预期收益的同样信息来说明输电项目分析中对收益的预期分配，且成本分摊原则上应严格按预期收益分配的比例进行。虽然区域内的成本分摊方法有差异，但仍应该遵守这三个原则。

目前还没有跨地区的电网成本分摊规则。因此，为了适应可再生能源发电的需要，以及输电系统日益增长的联网需求，针对穿越地区边界的项目或对跨地区贸易有重大影响的项目制订各方都同意的成本分摊规则十分重要。理想的情况是，每个电网都有单独的程序，而不是错综复杂的双边或多边协议。

建议

对于此前推荐的三个原则，应采用单独的规程来制定跨地区输电项目成本分摊的层级分析方法，以便进行地区间的成本分摊。每个地区也应在符合三个原则的情况下，可以采用其自有的内部成本分摊程序来承担其分摊到的成本。

如同第一个建议那样，这超越了联邦能源监管委员会（FERC）第 1000 号法令的要求。联邦立法或者 FERC 的新法令可以强制执行这个方法，或是行业内应该认识到采用单独的跨地区成本分摊程序的优势，并自主建立这样一个规程。

如果对输电网的投资可以提升整个系统的效率和大规模可再生能源的高效并网，那么规划准则、决策程序和成本分摊办法一定能在恰

当的商业模式下使具有合理性的而不仅是可靠性的输电项目得以建设。

输电工程的选址一直是个复杂的问题，但是良好的规划和成本分摊方法将使问题变得简单。然而，即使有了这些方面的提升，对忽视本州以外利益的州政府机构，以及对大电网的安全和效率没有给予足够重视的联邦土地管理机构还要有强大的激励因素。而这些激励因素对服务于更大国家利益的，特别是为大规模风电和太阳能发电有效并网提供的跨州输电工程进行选址又构成了障碍。

建议

联邦政府应加强联邦能源监管委员会（FERC）对跨州输电项目或穿过其他联邦机构管理的土地的输电项目的选址权力。该权力可以与天然气管道的授权一样，或者修改《联邦电力法案》第 216 条，给予 FERC 在美国任何地方的选址权力以有效支持。

正如我们上面讨论的，这两种方法各有优缺点，但任何一种方法都会对现状有重大改变。

参考文献

- [1] Database of States Incentives for Renewables & Efficiency, <http://www.dsireusa.org>.
- [2] M. Celebi, F. Graves, G. Bathla, and L. Bressan, "Potential Coal Plant Retirements Under Emerging Environmental Regulations," The Brattle Group, December 8, 2010, <http://www.brattle.com/Publications/ReportsPresentations.asp?PublicationID=1243>.
- [3] Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011* (Washington, DC, 2011).
- [4] Federal Energy Regulatory Commission, *Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities*, Order No. 1000 (July 21, 2011), <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/trans-plan/fr-notice.pdf>.
- [5] U.S. Department of Energy, *20% Wind Energy by 2030* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2008), <http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/41869.pdf>; and Southwest Power Pool, *The Benefits of a Transmission Superhighway* (Little Rock, AR: Southwest Power Pool Communications Department, 2011), <http://www.spp.org/>.
- [6] Midwest ISO, PJM Interconnection, Southwest Power Pool, Tennessee Valley Authority, Mid-Continent Area Power Pool, *Joint Coordinated System Plan* (2008).
- [7] Coalition for Fair Transmission Policy, <http://www.thecftp.org/>; and D. Springer and G. Dierkers, *An Infrastructure Vision for the 21st Century* (Washington, DC: National Governors Association, 2009), 11–13.
- [8] Federal Energy Regulatory Commission, see note 4 above.
- [9] E. Hirst, "Transmission Crisis Looming," *Public Utilities Fortnightly* 138, no. 14 (2000): 54.
- [10] P. J. Kwok, "Electricity Transmission Investment in the United States: An Investigation of Adequacy" (Master's thesis, MIT, 2010).
- [11] Edison Electric Institute, *Statistical Yearbook of the Electric Power Industry* (Washington, DC, 2009).
- [12] R. Gutman and E. R. Wilcox, "21st Century Transmission Planning: The Intersection of Engineering, Economics, and Environment," presented at Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power Delivery System, CIGRE/ IEEE PES Joint Symposium, Calgary, Canada, July 29–31, 2009; and Kwok, see note 10 above.
- [13] P. L. Joskow, "Patterns of Transmission Investment," working paper 2005-004 (Cambridge, MA: MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, 2005).
- [14] J.F. Wilson, "Reconsidering Resource Adequacy," *Public Utilities Fortnightly*, April 2010; and FERC, Economic Assessment of Resource Adequacy Requirements, FERC-11-R-1011 (Washington, DC, 2011).
- [15] P. L. Joskow and J. Tirole, "Merchant Transmission Investment," *Journal of Industrial Economics* 53 (2005): 233-264.
- [16] Kwok, see note 10 above.
- [17] Midwest ISO, *Midwest ISO Regional Generation Outlet Study* (Carmel, IN, 2010), https://www.midwestiso.org/_layouts/miso/ecm/redirect.aspx?id=18974; and W. Hogan, "Transmission Benefits and Cost Allocation," white paper (Cambridge, MA: Harvard University, 2011), http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2011/Hogan_Trans_Cost_053111.pdf.
- [18] Joskow, see note 13 above.
- [19] Kwok, see note 10 above.
- [20] Midwest ISO, *MISO Transmission Expansion Plan 2009* (Carmel, IN, 2009), <https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Study/MTEP/MTEP09/MTEP09%20Report.pdf>.
- [21] S. M. Kaplan, *Electric Power Transmission: Background and Policy Issues* (Washington, DC: Congressional Research Service, 2009).
- [22] Federal Energy Regulatory Commission, see note 4 above.
- [23] J. I. Pérez-Arriaga, F. J. Rubio, J. F. Puerta, J. Arceluz, and J. Marín, "Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of Cost Recovery," *IEEE Transactions on Power Systems* 10, no. 1 (1995): 546–553; and Joskow and Tirole, see note 14 above.
- [24] J. Pfeifenberger, "Barriers to Transmission Investments and Implications for Competition in Wholesale Power Markets," presentation to the American Antitrust Institute, Washington, DC, April 12, 2011; and R. Coxe and L. Meeus, "Survey of

- Non-Traditional Transmission Development” presentation to IEEE Power and Energy Society 2010 General Meeting, Minneapolis, MN, July 2010, Paper 978-1.
- [25] Blue Ribbon Panel on Cost Allocation, “A National Perspective: On Allocating the Costs of New Transmission Investment: Practice and Principles,” white paper prepared for the Working group for Investment in Reliable and Economic electric Systems (Washington, DC: WIRES, 2007).
- [26] R. J. Thomas, J. T. Whitehead, H. Outhred, and T. D. Mount, “Transmission System Planning—The Old World Meets the New,” *Proceedings of the IEEE* 93, no. 11 (2005): 2026–2035.
- [27] EnerNex Corporation, *Eastern Wind Integration and Transmission Study* (Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, 2010).
- [28] Western Electricity Coordinating Council, “Transmission Expansion Planning Policy Committee,” <http://www.wecc.biz/committees/BOD/TEPPC/default.aspx>.
- [29] PJM Interconnection, *PJM Regional Transmission Expansion Planning Process* (Valley Forge, PA, 2008); and Southwest Power Pool, *Integrated Transmission Planning: Process Document* (Little Rock, AR, 2009).
- [30] ENTSO-E, *Ten-Year Network Development Plan 2010–2020* (Brussels, Belgium, 2010).
- [31] ENTSO-E, *Study Roadmap towards Modular Development Plan on Pan-European Electricity Highways System 2050: Way to 2050 Pan-European Power System* (Brussels, Belgium, 2011), <https://www.entsoe.eu/system-development/2050-electricity-highways/>.
- [32] Federal Energy Regulatory Commission, see note 4 above.
- [33] North American Electricity Reliability Corporation, *Accommodating High Levels of Variable Generation* (Princeton, NJ, 2009), <http://www.nerc.com/filez/ivgtf.html>.
- [34] ENTSO-E, *Research and Development Plan: European Grid Towards 2020 Challenges and Beyond* (Brussels, Belgium, 2010); G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas, “Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning,” *IEEE Transactions on Power Systems* 18, no. 2 (2003): 938–946; and REALISEGRID, *Review of Existing Methods for Transmission Planning and for Grid Connection of Wind Power Plants. EU 7th Framework Program Research Project* (2009), <http://realisegrid.rse-web.it/>.
- [35] V. Rious, J. Glachant, and P. Dessante, “Transmission Network Investment as an Anticipation Problem,” working paper EUI RSCAS, 2010/04 (Florence, Italy: Loyola De Palacio Program on Energy Policy, 2010).
- [36] U.S. Department of Energy, see note 5 above; and EnerNex Corporation, see note 27 above.
- [37] Midwest ISO, see note 17 above.
- [38] North American Electricity Reliability Corporation, see note 33 above.
- [39] ENTSO-E, see note 31 and 34 above; North American Electric Reliability Corporation, see note 33 above; and REALISEGRID, see note 34 above.
- [40] U.S. Department of Homeland Security, *National Power Grid Simulation Capability: Needs and Issues* (Argonne, IL: U.S. Department of Homeland Security, Science and Technology Directorate, 2008).
- [41] Renewable Energy Transmission Initiative Coordinating Committee, *Renewable Energy Transmission Initiative: Phase 1B, Final Report* (Sacramento, California, January 2009), <http://www.energy.ca.gov/2008publications/RETI-1000-2008-003/RETI-1000-2008-003-F.PDF>; and Public Utility Commission of Texas, CREZ Transmission Program Information Center, <http://www.texascrezprojects.com>.
- [42] PJM Interconnection, *A Survey of Transmission Cost Allocation Issues, Methods and Practices* (Valley Forge, PA, 2010).
- [43] Federal Energy Regulatory Commission, see note 4 above.
- [44] Hogan, see note 16 above; and F. J. Rubio and J. I. Pérez-Arriaga, “Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods,” *IEEE Transactions on Power Systems* 15, 1 (2000): 448–454.
- [45] F. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity* (Dordrecht, the Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1988).
- [46] W. Hogan, “Contract Networks for Electric Power Transmission,” *Journal of Regulatory Economics* 4, no. 3 (1992): 211–242.
- [47] Kaplan, please see note 21 above.
- [48] Exelon, “Initial Comments of EXELON Corporation on

- Remand,” FERC Docket No. EL05-121-006, May 28, 2010; and PJM Interconnection, “Response of PJM Interconnection, L.L.C. to Information Requests by FERC,” FERC Docket No. EL05-121-006, April 13, 2010).
- [49] Florence School of Regulation, *A Study on the Inter-TSO Compensation Mechanism* (Florence, Italy: European University Institute, 2005), http://www.eui.eu/RSCAS/Research/FSR/pdf/051031-ITCStudy-FinalReportCover_000.pdf.
- [50] Hogan 2011, see note 17 above.
- [51] J. I. Pérez-Arriaga and Y. Smeers, “Guidelines on Tariff Setting,” in *Transport Pricing in Electricity Markets*, edited by François Lévêque et al. (Dordrecht, the Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 2003), chapter 7. Chapter 4: Transmission Expansion 107
- [52] Federal Energy Regulatory Commission, Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities, Order 888 (1996); and European Commission, “Commission Regulation No 838/2010 of 23 September 2010 on Laying Down Guidelines Relating to the Inter-transmission System Operator Compensation Mechanism and a Common Regulatory Approach to Transmission Charging,” *Office Journal of the European Union* 250 (September 24, 2010), 5–11.
- [53] P. Fox-Penner, J. Pfeifenberger, and D. Hou, “Comments of Peter Fox-Penner, Johannes Pfeifenberger, and Delphine Hou,” FERC Docket No. AD09-8-000, December 18, 2009.
- [54] L. Olmos and J. I. Pérez-Arriaga, “A Comprehensive Approach for Computation and Implementation of Efficient Electricity Transmission Network Charges,” *Energy Policy* 37, no. 12 (2009): 5285–5295.
- [55] European Commission, “Consultation Document on the Inter-TSO Compensation Mechanism and on Harmonization of Transmission Tariffication,” DG TREN/C2 (Brussels, Belgium, 2008); and European Commission, “Energy Infrastructure Priorities for 2020 and Beyond. A Blueprint for an Integrated European Energy Network,” COM(2010) 677/4 (Brussels, Belgium, 2010).
- [56] Olmos and Pérez-Arriaga, (2009), see note 54 above.
- [57] S. Tierney, *Strategic Options for Investment in Transmission in Support of Offshore Wind Development in Massachusetts* (Boston, MA: Analysis Group, 2009).
- [58] California ISO, *Business Practice Manual for the Transmission Planning Process, Version 7.0* (Folsom, CA: California ISO, 2010).
- [59] Public Utility Commission of Texas, see note 41 above.
- [60] J. Pfeifenberger and P. Fox-Penner, “The Anchor-Tenant Model—And Some of the Chickens and Eggs,” *The Electricity Journal* 22, no. 6 (2009):86–87.
- [61] R. Wasserstrom and S. Reider, *Electric Transmission and Carbon Reduction* (Austin, TX: Center for Energy Economics, 2010).
- [62] A. C. Brown and J. Rossi, “Siting Transmission Lines in a Changed Milieu: Evolving Notions of the ‘Public Interest’ in Balancing State and Regional Considerations,” *University of Colorado Law Review* 81, no. 3 (2010): 705–711.
- [63] National Council on Electricity Policy, *Coordinating Interstate Electric Transmission Siting: An Introduction to the Debate* (Washington, DC, 2008).
- [64] World Resources Institute, *High Wire Act: Electricity Transmission Infrastructure and Its Impact on the Renewable Energy Market* (Washington, DC, 2011).
- [65] J. A. Holdkamp and M. A. Davidson, “Transmission Siting in the Western United States: Overview and Recommendations Prepared as Information to the Western Interstate Energy Board,” white paper (Salt Lake City, UT, and Denver, CO: Holland & Hart LLP, 2009).
- [66] U.S. Department of Energy et al., “MOU on Early Coordination of Federal Authorizations and Related Environmental Reviews Required in Order to Site Electric Transmission Facilities” (Washington, DC, 2006).
- [67] American Electric Power, “Chronology,” http://www.aep.com/about/transmission/wj_chronology.aspx.
- [68] Public Service Electric & Gas Group, “Susquehanna–Roseland,” <http://www.pseg.com/family/pseandg/powerline/index.jsp>.
- [69] E. N. Krapels, “The Terrible Trio Impeding Transmission Development: Siting, Cost Allocation, and Interconnection Animus,” *The Electricity Journal* 23, no. 1 (2010): 34–38).
- [70] AZ Corporation Commission, “Regulators Reject ‘Extension

- Cord for California,’” press release, May 30, 2007, http://www.azcc.gov/divisions/administration/news/Devers_II_Vote.pdf.
- [71] *Piedmont Environmental Council v. FERC*, 558 F. 3d 304 (4th Cir. 2009), *cert. denied* 130 S.Ct. 1138 (2010); and *California Wilderness Coalition v. DOE*, 631 F. 3d 1072 (9th Cir. 2011).
- [72] American Clean Energy and Security Act of 2009, H.R. 2454, 111th Congress (2009).
- [73] U.S. Senate Committee on Energy and Natural Resources, “Summary: American Clean Energy Leadership Act of 2009” (Washington, DC, 2009).
- [74] D. H. Meyer, and R. Sedano, “Transmission Siting and Permitting,” in *National Transmission Grid Study Issue Papers* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2002); National Council on Electricity Policy, see note 63 above; and Holdkamp and Davidson 2009, see note 65 above. 108 MIT STUDY ON THE FUTURE OF THE ELECTRIC GRID
- [75] U.S. Department of Energy et al., see note 66 above; and The White House, “FACT SHEET: The President’s Plan for a 21st Century Electric Grid,” (Washington, D.C., June 13, 2011), <http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/microsites/ostp/smart-grid-fact-sheet-6-13-2011.pdf> (accessed 9/8/2011).
- [76] Brown and Rossi, see note 62 above.
- [77] Federal Energy Regulatory Commission, “Pre-Filing—FAQs,” <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/pre-filing/faqs.asp>.

第 5 章 分布式发电和电动汽车的影响

本章我们讨论分布式发电 (Distributed Generation, 简称 DG) 和电动汽车 (Electric Vehicles, 简称 EV) 带来的挑战与机遇。由于得到公共政策的支持, 上述这些技术有望在未来几十年提高市场占有率。这些公共政策反映了一系列关注事件和目标。大量采用这些技术, 就要求在电网规划和运行方面有系统性的改变。业内工程师首要关注的是 DG 机组和 EV 在不断增加的应用方面的成功融合。与第 2 章和第 3 章类似, 本章将为后面的章节提供重要的背景和内容。

5.1 节重点介绍分布式发电 (DG)。该节首先给出了 DG 的定义, 并描述了近期的应用趋势。接下来, 该节描述了 DG 的潜在效益, 然后讨论了有关 DG 的并网挑战。我们将介绍 DG 的主要并网标准, 并讨论对标准的几项重要修改, 这些修改对若干 DG 预期效益的完全实现是非常必要的。最后, 我们简要描述 DG 对分布式系统运行的几个影响。

5.2 节讨论电动汽车 (EV)。本节一开始介绍 EV 的不同类型, 以及对未来几十年 EV 可能实现的市场普及的最新预测。随后, 介绍 EV 的充电要求, 并讨论控制 EV 充电时间的重要性。我们发现, 影响 EV 的充电时间可提升系统的运行水平, 也可避免对不必要的基础设施升级的投资。

5.3 节提出我们的结论和建议。我们建议应重新修订管理分布式发电 (DG) 并网的主要标准, 以便允许 DG 机组进行电压调节。我们还建议在有大量电动汽车 (EV) 普及的地区, 电力公司要鼓励人们在用电低谷期对 EV 进行充电。

5.1 分布式发电

分布式发电 (DG) 指几千瓦 (kW) 到几十兆瓦 (MW) 的相对小型发电机组, 通过配电所或变电站连接到电网。^❶ DG 机组采用一系列广泛的发电技术, 包括燃气轮机、柴油发电机、太阳能光伏技术、风力发电机、燃料电池、

化石燃料发电以及小型水力发电机。采用传统燃料燃烧发电的一些 DG 机组设计为热电联产 (Combined Heat Power, 简称 CHP) 系统, 可利用发电过程中的“废弃”能量为建筑物或工业加工提供热能。^[1] 例如, 我们自己的工作机构——MIT 就有一个基于额定容量约为 20MW 的燃气轮机热冷联产电厂, 并与我们

❶ 需要重点说明的是, 分布式发电与分散发电截然不同。分散发电与电网不并网, 典型的分散发电是以备用柴油发电机在电网出现故障时提供备用电力。由于这些发电机不会影响公共电力设施的运行和规划, 我们在此不予讨论。虽然分散发电不与电网并网, 但它可以纳入需求响应计划 (详见第 7 章)。

当地 13.8kV 的配电网并网。DG 可以由电力公司或其用户拥有和运营，理论上 DG 能够为其所有者和更大的电力系统提供各种效益。大型 DG 机组是典型的可调度机组，可像中心电站的发电设备那样与系统运营商进行通信联络。但是，电力公司和系统运营商都不对小型 DG 机组的运行进行监控，特别是那些居民使用的小型 DG 机组。很典型的是，风能和太阳能这些可再生能源性 DG 是不可调度，或是不易控制的。这些发电机组面临巨大的挑战，这种挑战也是本章主要的关注点。

分布式发电 (DG) 可以由电力公司或其用户拥有和运营，理论上 DG 能够为其所有者和更大的电力系统提供各种效益。

2009 年，美国大约有 13 000 台、总装机容量约 16GW 的商业和工业分布式发电 (DG) 机组连接到电力系统。^[2] 在这些机组中，大约有 10 800 台 (占 83%) 的装机容量小于 1MW，平均每台机组的容量为 100kW。^[3]

表 5.1 分布式发电 (DG) 的理论效益

可靠性和安全性效益	经济效益	排放效益	电能质量效益
(1) 提高临界负荷的安全性; (2) 缓解输配电通道的拥堵; (3) 降低物理的或网络安全的影响; (4) 增加发电多样性	(1) 降低与电力损耗有关的成本; (2) 推迟在发电、输电或配电升级方面的投资; (3) 由于削峰而降低运行成本; (4) 由于增加整体效率而降低燃料成本; (5) 减少发电用地	(1) 降低线路损耗; (2) 降低污染排放物	(1) 提升电压质量; (2) 减少闪变; (3) 降低谐波失真

资料来源：美国能源部，《分布式发电 (DG) 的潜在效益及可能阻碍其发展的有关费用问题：根据 2005 年能源政策法案第 1817 节进行的研究》(华盛顿特区，2007 年)；P. Chiradeja 和 R. Ramakumar，“量化分布式发电 (DG) 技术优势的方法”，*IEEE 能源转换交易* 19, No.4 (2004) 764-773。

内燃机、燃气轮机、蒸汽轮机的装机容量分别超过 4GW，而水电、风电和其他发电机技术的总装机容量为 3GW。^[4] 同年，有 93 000 户居民的太阳能光伏发电总装机容量为 450MW。^[5] 而 1998~2007 年间，90% 的太阳能光伏发电装机容量均小于 10kW，最大的发电装机容量大于 14MW。^[6]

人们希望在未来几十年中联邦政府和各州的政策能促进分布式发电 (DG) 的发展。目前有 16 个州和华盛顿特区已有可再生能源占比标准，其中对 DG 有明确的规定。^[7] 例如，一些州在可再生能源占比标准中规定，到 2020 年之前，零售电中必须有一定比例是由可再生能源的 DG 提供的。

分布式发电 (DG) 的倡导者列举出一系列 DG 可以带来的好处。理论上 DG 设备可以提高可靠性，降低成本，减少排放物，提升电能质量 (见表 5.1)，^[8] 然而，DG 的效益很大程度上依赖于每台设备的特性，以及当地电力系统的特性。

此外，分布式发电（DG）的诸多好处归属于特定利益相关者，而配电系统运营商或其他系统用户可能不会受益。最终，现有的 DG 并网标准使其所有者无法将这些假设的好处变为现实。

提高系统可靠性是源于分布式发电（DG）机组在面临较大范围的系统运行中断时能保持继续向当地负荷供电的能力。这可以通过创造孤岛（islands）来实现，在孤岛中配电馈线的某个区段与故障地点断开连接，这样的做法称为建立孤岛（islanding）。成功的孤岛操作要求有足够的发电能力服务于当地负荷，且要求具备必要的配电系统控制能力。^[9]即使可能进行孤岛操作，基于波动性能源（VERs）资源的发电机、有限燃料储备的发电机或者单个低可靠性的发电机的潜在可靠性效益也是有限的。

当电力公司采用分布式发电（DG）来推迟输电或配电设施的投资时，就能实现 DG 的经济效益。^[10]由于 DG 相对中心电厂的位置更靠近负荷，DG 就能在某些情况下减少拥堵和系统损耗。^[11]位于用户所在地的 DG 通常会减少电力公司的收入，但可以为用户提供长期稳定的电力成本，在某些情况下，还能为用户节约开支。这种节约可以是多种方式的。首先，目前的规则允许使用 DG 的用户无需支付其分摊的电网固定成本（见第 8 章）。其次，因为 DG 设备所发的电比中心电厂发的电要贵，受拥堵电价增加影响的用户（按照该电价，用电较多的用户需要按高费率支付电费）或者有充足补贴的用户可以通过 DG 实现电费节约。热电联产（CHP）系统也可为其所有者降低

总电能成本。

通过可再生能源发电可在排放方面获益，如光伏发电（PV），这种发电没有临界排放物，或者热电联产（CHP）系统，这种系统的废热利用效率比中心电厂机组的效率。^[12]与分布式发电（DG）相关的排放效益大小取决于单个 DG 机组的特性，以及 DG 机组连接的电力系统的特性。

分布式发电（DG）可以提供恒定而持续的电力，并通过减少电压闪变和其他电压调节问题来提高电能质量。人们普遍认为，DG 通过逆变器（例如太阳能光伏发电、燃料电池以及大多数风力发电机）与电网并网，是造成电压波形失真的原因。但是如果设计和实施得当，理论上电力电子设备可以消除电网失真，并有助于电压控制。^[13]如今市场上的很多换流器可以实现这些先进的功能，但这些功能会增加成本，且现在的 DG 所有者很少有意愿对这些附加功能进行投资。^[14]

目前，很多可再生能源分布式发电（DG）装置的安装成本主要依靠政府指令或补贴。这些政府政策的持续性很大程度上决定了未来几年 DG 装机的增长率。长期来看，成本的降低也能促进 DG 的发展。居民和商业太阳能光伏发电的平均安装成本从 1998 年的每直流瓦（W_{dc}）10.50 美元下降到 2007 年的 7.60 美元（两个数据都是以 2007 年政府鼓励政策或税额减免之前的美元计算的）^[15]。2011 年 9 月，居民、商业和工业光伏发电的安装成本已经分别下降到每直流瓦 7.10 美元、5.10 美元和 3.70 美元。但在很多地方与常规发电相比，这些成本仍然不具备竞争力。如果太阳

能光伏发电系统的成本继续下降，则其最终会变得很有竞争力。如第 8 章所述，即使在可再生能源 DG 这类发电方式变得经济可行之前，对其有利的单纯计量政策也能加快居民采用屋顶太阳能光伏 (PV) 发电。

研究发现

分布式可再生能源发电与常规发电相比，虽然在成本上越来越有竞争力，但其成本仍然很高，且高度依赖政府对其经济可行性给予的政策指令和补贴。

5.1.1 应对并网挑战

分布式发电 (DG) 的并网对配电系统规划和运行提出了新的挑战，这主要是因为大多数现有配电系统的电力线路和继电保护是按单向潮流设定的，而且是基于这个设定进行设计和运行。过去，DG 的并网很少，以至于只是把它简单视为负荷降低的一种方式，但如果 DG 并网不断增加，这种情况将会发生改变。当物理线路和变压器能承载反向潮流时，DG 仍然会对系统的可靠性、电能质量和安全性产生负面影响。^[17]

IEEE 1547 标准

认识到分布式发电 (DG) 对配电系统潜在的负面影响，以及需要 DG 并网的统一标准，电力行业及电气与电子工程师学会 (IEEE) 合作建立了 IEEE 1547 标准，^[18] 该标准于 2003 年首次发布，随后于 2005 年纳入《能源政策法案》。^[19] 该标准的主要目的

是确保 DG 机组不会对与电网相连的其他用户或设备产生负面影响。该标准适用于总容量为 10MVA (约 10MW) 或以下的发电机组和配电系统的互联。

该标准包括了几项缓解分布式发电 (DG) 对电能质量潜在负面影响的规定。例如，该标准要求 DG “不能产生会引起其他用户反感的闪变”。^[20] “闪变”是指电压的快速变化，它会引起明显的照度变化，造成电子设备运行的中断。例如，当云层经过光伏电池上空时就会发生闪变，使电池的功率输出快速发生变化。^[21] 太阳能电站运营商可采用储能技术、静态伏安无功补偿装置或其他无功补偿方式来减少潜在的闪变问题。^[22] 通过换流器接入系统的 DG (如所有的太阳能光伏系统) 可利用先进的换流器功能来提供这种无功补偿。

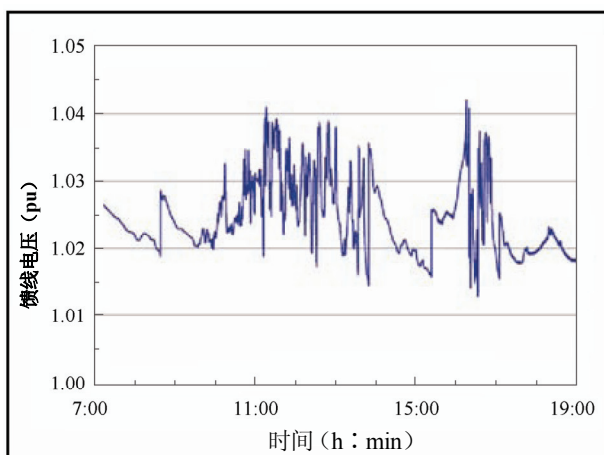
IEEE 1547 标准还寻求解决分布式发电 (DG) 潜在的安全问题，例如，当一条线路在发生故障后被认为已瘫痪 (dead) 时，DG 会使该线路仍然带电，^[23] 这就可能威胁到电力公司员工的安全。该标准要求，当地发生电力故障或者当 DG 与电网连接点的电压降至预先指定的范围之外时，DG 机组要与系统断开。标准还要求 DG 机组要检测非计划性孤岛效应和环境情况，在该情况下 DG 向“在两秒内”已与大电网断开的局部电网进行供电。虽然该标准并未明确禁止“计划性孤岛效应”，但标准也没有指明孤岛运行的要求，并且指出孤岛运行方式“将在标准的未来修订版中考虑”。

框 5.1 分布式发电 (DG) 对电压调节的作用

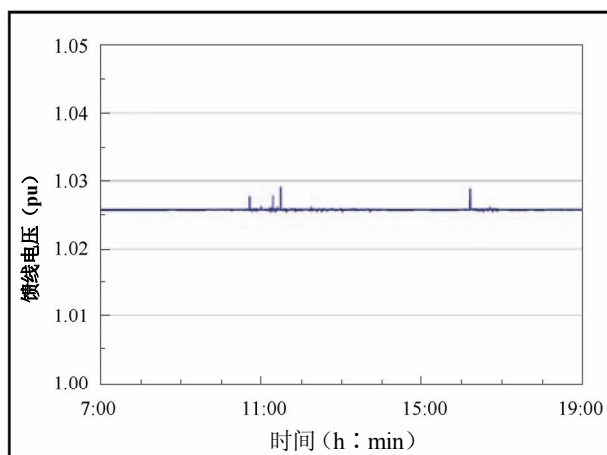
在最近的一项研究中,通用电气公司就利用分布式发电 (DG) 机组主动调节电压的潜在益处进行了讨论。^[24]该研究模拟一个装机容量为 10MW 的太阳能光伏 (PV) 系统与峰荷达到 12.3MW 电压为 13.8 kV 的馈线连接。该系统还装有 600kW 的太阳能光伏换流器,可同时提供有功功率,发出或吸收高达 290kVA 的无功功率,以实现调节电压水平的目的。

图 5.1 显示本研究中观察到的有电压

调节和无电压调节时馈线电压的巨大差异。作为额外的好处,人们发现利用太阳能光伏 (PV) 系统调节与电网连接处的电压,可大大减少对其他沿模拟馈线布置的电压调节装置的操作。这个结果表明,在分布式发电 (DG) 大量并网的情况下,使 DG 机组在与电网连接处主动进行电压调节可大大减少电压变化。若这样的运行能降低对机械抽头调压变压器的需求(安装该变压器用于调节电压),也将会降低维护成本。结果很可能与低压电路中安装更多中等型号的 DG 机组类似。



(a) 无电压调节能力的情况



(b) 有电压调节能力的情况

图 5.1 与太阳能光伏系统连接点的馈线电压

注:在这些图中的电压刻度为归一化数值,即标么值。归一化的基准值是线路的额定电压,在本案例中为 13.8kV。该线路大概以 1.026pu,即 14.2kV 运行。

资料来源:©2010 IEEE., 获得 R. A. Walling 和 K. Clark 许可重印,“在电厂规模 PV 系统中实施的电网支持功能”,论文发表于 2010 年 4 月 19~22 日在路易斯安那州新奥尔良举行的 2010 年 IEEE 电力与能源学会的“输配电会议与展览”。

自 IEEE 1547 标准初创以来,为扩充和阐明主标准的条款内容,IEEE 努力创建了 8 个补充标准文件。^[25]例如,2011 年完成的 IEEE 1547.4 标准详细说明了可用于形成计划性孤岛效应的分布式发电 (DG) 所要求的性能和必要

的操作程序,以部分填补此前在 IEEE 1547 标准中提到的空白。这些文件中已经完成五个,其余三个补充文件目前正在制定,预计在今后几年中予以发布。2008 年 IEEE 1547 标准重申未作修改,其修订版将于 2013 年发布。

研究发现

分布式发电 (DG) 对电力系统潜在的负面影响可通过 IEEE 并网标准的制定来降低。

5.1.2 未来对 IEEE 1547 标准的修订

IEEE 1547标准自最初起草以来出现了几个不足。与电网联网的分布式发电 (DG) 机组 (特别是那些以间歇性能源发电的机组) 在 IEEE 1547标准初创时并没有受到其在后20年中可能受到的重视。随着DG装机数量的增加, 可能需要对标准进行修订, 以确保标准能继续解决目前最新的实践和需求问题。本节讨论了 IEEE 1547标准的几个变动之处, 如果DG并网继续增加, 就应考虑这些问题。

沿着配电馈线长度方向, 分布式发电(DG) 会使电压调节复杂化。

5.1.2.1 电压调节

通过配电馈线长度方向, 分布式发电 (DG) 会使电压调节复杂化。但是通过先进的电力电子设备, 与电网相连的 DG 机组在主动减少电压闪变、调节连接点电压上也可起到作用(见框 5.1)。近几年, DG 机组中能调节电压的功率调节模块已经得到了极大改进。但是, IEEE 1547 标准却禁止 DG 机组在电网连接点主动进行电压调节。

5.1.2.2 孤岛运行

IEEE 1547 标准要求, 当主系统中检测到运行中断(或者很大的电压下降)时, 小于 10MVA 的分布式发电 (DG) 机组要与系统断开。标准要求, 在非计划性孤岛效应情况下要与系统断开, 标准没有讨论计划性孤岛效应的要求。在 IEEE1547 标准的制定过程中, 有些争议意见表示, 为了防止对配电系统设备的损害, 保证电厂故障检修人员的安全, DG 机组应该与系统解列。在系统停运期间要求 DG 机组与系统解列, 实际上妨碍了 DG 机组向周围用户提供可靠性效益。

最近发布的 IEEE 1547.4 标准, 讨论了当系统另一部分出现故障时, 计划采用分布式发电 (DG) 向未与配电系统并网的部分进行供电的问题。与电网相连并符合该标准的 DG 机组应该有能力维持孤岛运行并提供可靠性效益。

然而, 计划性孤岛效应要求有足够大容量的发电机向孤岛充分提供有功和无功功率, 也需要分布式监控系统来保持当地电力的供需平衡, 以及在适合范围内调节电压和频率。这些监控能力会增加成本, 因而小规模分布式发电 (DG) 机组的所有者不愿对此进行投资。此外, 只在孤岛运行状态时才允许对电压和频率进行调节, 而当孤岛与配电系统重新连接后就不能进行调节。因此, 虽然发布了 IEEE 1547.4 标准, 在不久的将来, 很可能限制在大规模 DG 机组中采用特意设计的孤岛方案(见框 5.2 中举例)。

框 5.2 微电网

微电网可与电力系统分离并像电力孤岛一样自主延时运行, 微电网可以通过部分配电网与分布式发电 (DG)、电能存储、不间断

供电, 或三者合一来合并形成。^[26] 这样的性能会令对可靠性水平要求异常高的用户或用户群体感到满意。军事基地、大学校园、医院、半导体生产厂, 以及数据中心都是对

可靠性要求极高的用户代表。尽管上游发生故障，孤岛运行状态下的微电网可确保孤岛内的用户仍然可以获得电力供应。^[27]

微电网的研发工作仍处于起步阶段。在全球现有的 160 个微电网项目中，包括 1.2 GW 的分布式发电（DG）机组，大部分已经成为示范项目和研究试点。微电网成本很高，因为其要求在不同的用户和地区配备电力电

子设备且要进行复杂的协作。^[29] 我们认为大多数情况下，在一个地区安装微电网的成本并不能说明可靠性方面的益处，这或许要以诸如后备发电机等其他方式来获得可靠性效益。虽然有这些挑战，微电网依然有潜力对配电系统控制带来新的灵活性，并因此而持续获得更多学术上的利益。

研究发现

最近已对并网标准进行了修订，允许孤岛配电网运行以使分布式发电（DG）实现可靠性效益。

5.1.3 主动式系统管理

分布式发电（DG）给配电系统带来了新的挑战，这些挑战无法通过修改并网标准来减缓。最突出的影响是 DG 中断系统保护方案运行的能力。

典型的现代系统保护方案采用多重协调保护装置，包括断路器和熔断器，以消除电流和短路故障，使受影响的用户数降到最少。这些装置根据故障电流水平以及当地配电网的其他特性来整定。如今的配电网典型设计采用设定和忘记（fit and forget）方法，该方法使保护整定保持静态。

分布式发电（DG）机组可在检测到故障并与电网断开前的时段内，提高故障电流，以及减少保护装置的电流，它使故障检测更难，并使保护装置协作复杂化。^[30] 此外，系统保护点的故障电流取决于 DG 机组在任何假定时间的连接和运行。通过引入 DG 来改变故障电流会

导致保护设备的不可靠运行，并引起超出第一个保护层面的故障蔓延。通过系统保护层蔓延的故障会降低系统的可靠性和安全性。

与这里描述的被动运行保护方式相比，新的保护技术可对配电系统进行主动式管理。^[31] 例如，可以预想电厂可采用电网运行的实时信息及并网电源的特性，动态地改变保护继电器的整定。主动式管理配电系统运行技术，例如主动使用分布式发电（DG）和负荷来进行电压控制和故障电流控制，也可用于降低电压调节要求的成本，以及随着 DG 大量并网而确保充分合格的电能质量。

5.2 电动汽车

与分布式发电（DG）机组类似，由于电动汽车（EV）要连接到配电网进行充电，如果不谨慎并网，EV 就会对电网产生破坏性影响。正如我们下面要讨论的，这些 EV 意味着比住宅更大的负荷。其影响程度取决于电动车对电网渗透的程度和密度、充电要求，以及每天充电的时间。

如果并网不谨慎，电动汽车（EV）就会对电网产生破坏性影响。

混合电动汽车 (Hybrid Electric Vehicle, 简称 HEV) 指有电动机、内燃机以及有限的车载储能装置的车辆, 其储能装置能提高燃料和发动机的效率。例如, 东芝普瑞斯 (Prius) 混合电动汽车 (HEV) 已进入汽车市场。汽车制造商正转向插电式混合电动汽车 (Plug-in Hybrid Electric Vehicle, 简称 PHEV) 和纯电池驱动电动汽车 (Battery Electric Vehicle, 简称 BEV)

的研制。PHEV 和 BEV 比 HEV 有更多车载储能能力, 这使车主可以在固定电源点对汽车电池进行充电, 例如, 车库里的插座。PHEV 有一个内燃机, 在全电动模式下的行驶范围有限, 长途行驶时仍使用汽油。BEV 有一个电动机, 但没有内燃机, 电池较大, 全电动模式下的行驶范围比 PHEV 更长。

表 5.2 2012 年之前美国上市的代表性电动汽车 (EV)

车型	 特斯拉罗茨特 (Roadster)	 尼桑聆风 (LEAF)	 通用雪佛兰沃特 (CHEVY VOLT)	 丰田插电式普瑞斯 (PRIUS)
类型	电池	电池	插电式混合动力	插电式混合动力
电动行驶范围 (英里)	245	100	35	15
电池容量 (kWh)	53	24	16	4.4
车载充电器 (kW)	9.6	3.3	1.44	1.44
快速充电器 (kW)	16.8	60	3.3	3.3
充电时间 (h)	6 (车载充电) 3.5 (快充)	6 (车载充电) 0.5 (快充)	10 (车载充电) 4 (快充)	3 (车载充电) 1.5 (快充)
美国上市时间 (年-月)	2008-03	2010-12	2010-12	2012 年春季
售价 (美元)	109 000	35 200	40 280	32 000

注: 电池容量表示以千瓦时衡量的电池储能的能力。该参数还提供了电池的相关物理尺寸, 电池的化学特性, 如锂离子, 电池尺寸正好与存储能力成比例。车载充电器表示内置充电器的充电能力, 是汽车不可或缺的部分, 该值是电池通过内置充电器可充电的等级。快速充电器表示外部的 (可选的) 充电器的充电能力。快速充电器可比内置充电器提供更快充电, 如充电时间一栏所显示的数据。

资料来源: 特斯拉汽车公司, “罗茨特 (Roadster) 汽车的特点和技术参数”, <http://www.teslamotors.com/roadster/specs>; 尼桑汽车有限公司, “尼桑聆风 (Leaf) 电动汽车 (EV): 100%纯电动, 零燃料, 零尾气排放”, <http://www.nissanusa.com/leaf-electric-car/>; J. Wiesenfelder, “汽车公司现场试验: 电动汽车 (EV) 快充”, *Kicking Tires*, 2011 年 7 月 26 日, <http://blogs.cars.com/kickingtires/2011/07/carscomfield-trial-mobile-ev-quick-charging.html>; 通用汽车公司, “2011 雪佛兰沃特”, http://www.gm.com/content/gmcom/home/vehicles/browseByBrand/baseball_cards/chevrolet/volt.html; 通用汽车公司, “雪佛兰沃特 240V 家用充电装置价格为 490 美元”, 2010 年 10 月 6 日新闻发布, 密歇根州底特律, <http://gm-volt.com/2010/10/06/gm-announces-chevrolet-volt-240vcharger-pricing-and-installation-service-provider>; 丰田汽车美国销售公司, “丰田 2012 普瑞斯 (Prius) 插电式混合电动汽车 (EV) 目录”, 2011 年 9 月 16 日新闻发布, 加利福尼亚州里士满, <http://pressroom.toyota.com/releases/toyota-introduces-2012-prius-plug-in-hybrid.htm>.

插电式混合动力汽车（PHEVs）和纯电池驱动电动汽车（BEVs）（合称为电动汽车，EVs）可能会成为配电系统新的巨大负荷。^[32] 如今出现的 EV 通常配置的是锂电池，其电池容量从短距离 PHEVs 的大约 5kWh 到高性能 BEV 的大约 50kWh。通过对比，丰田普瑞斯（Prius）混合动力汽车的镍氢电池容量为 1.3kWh。表 5.2 中列举了一些有代表性的 EV，目前 EV 正在进行一系列规格型号的设计。因为 BEV 的电池较大，为了限制充电时间，希望以比 PHEV 快得多的速度给 BEV 充电。

5.2.1 电动汽车普及的程度和密度

电动汽车（EV）对电力系统的影响取决于其市场普及程度。过去和目前正在进行的

几项研究试图预估全国 EV 的普及情况，^[33] 图 5.2 中列出了 4 个推测结果。来自美国国家研究委员会的一份中期详细分析预报指出，到 2030 年将有 1 300 万辆插电式混合动力汽车（PHEV）和纯电池驱动电动汽车（BEV）在路上行驶，约占全国预计汽车总量的 4.5%。^[34] 美国能源信息管理局（EIA）对 EV 普及的预测结果相当小。当然，EV 的实际普及显然要比这些预测大得多或者小得多，这取决于电池成本、汽油价格、充电设施、来自其他汽车的竞争，以及政府政策等。然而，这不是在整个国家的普及，而是对某个地区或当地电力系统的渗透，这对电力公司来说非常重要。对某个地区或当地电力系统的渗透预测也有较大差异。

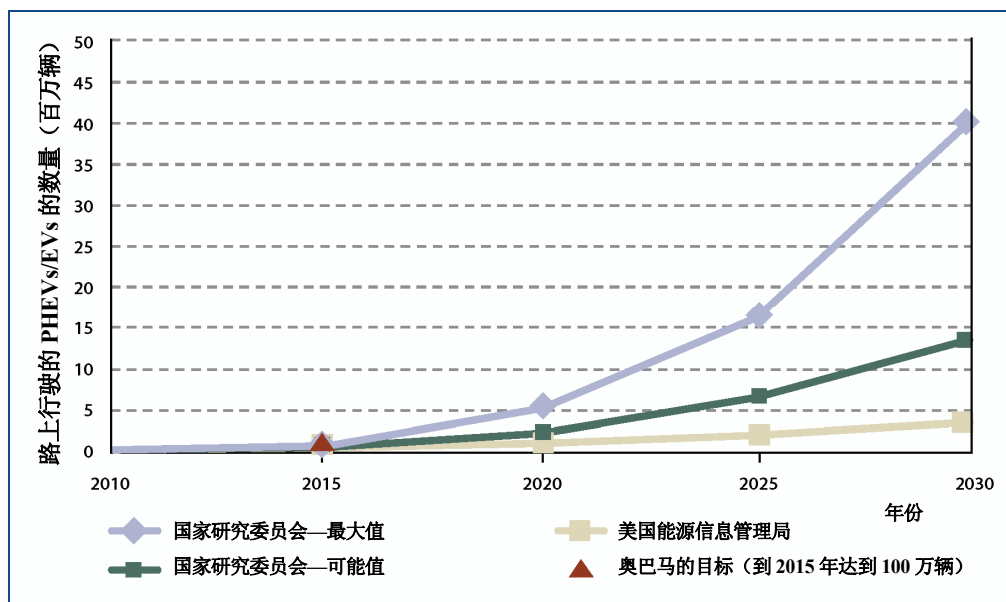


图 5.2 预计到 2030 年路上行驶的电动汽车 (EV) 数量

资料来源：预测数据来自委员会对燃料电池和氢技术需求的评估，以及国家研究委员会的《替代交通运输技术的转型——插电式混合动力汽车(PHEV)》（华盛顿特区：国家学术出版社，2010 年）；总统文件每日汇编 2011 年第 00047 号第 3 页（2011 年 1 月 25 日）；以及美国能源信息管理局的《2011 年度能源展望》（华盛顿特区，美国能源部，2011 年）。

起初，电动汽车（EV）并不是每个电力公司都关注的事项。随着 EV 在地域分布上的密度变化，就意味着 EV 的出现对一些电力公司或有电力公司业务地区会比其他电力公司或地区受到更严重的影响。即使在电力公司涉足的区域内，从中期来看，只要有一定的热点就需要极大的关注。

如果目前混合电动汽车（HEV）的地理分布对插电式混合电动汽车（PHEV）和纯电池驱动电动汽车（BEV）的需求是一个好的指标，那么加利福尼亚州、俄勒冈州和华盛顿州的配电系统可能会经历比平均水平高得

多的电动汽车（EV）渗透。^[36] 例如，南加利福尼亚州爱迪生公司预测到 2020 年前，在其服务范围内将有 5% 的渗透率，或者说 50 万辆 PHEV 和 BEV 的中等规模。^[37] 甚至引述服务区域内的平均普及水平可能低估了面临的挑战，由于 PHEV 和 BEV 特别集中在居民区，因此增加了对当地配电系统的关注。由于电动汽车的分布不均衡，当本地需求快速增长时，初期很可能会出现并网的问题。重要的是，促销政策、激励措施以及必要设施的建设将大大影响 EV 的地理分布。^[38]

框 5.3 家庭用电需求及电动汽车（EV）充电需求

图 5.3 显示旧金山湾附近一个家庭的汽车充电需求和平均峰荷的对比。细小的竖线

代表整个旧金山湾地区平均家庭峰荷的差异。宽的柱状图形显示同一个家庭自身用电以及在两个标准水平上：1.4kW（水平 I）和 7.2kW（水平 II）进行 EV 充电的最大电力需求。

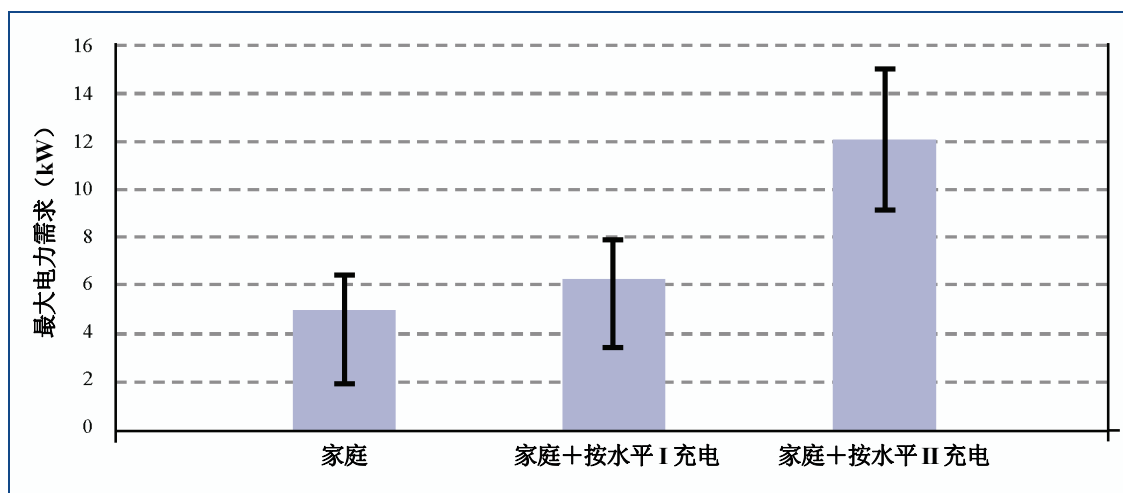


图 5.3 旧金山湾地区单个家庭有电动汽车（EV）充电和没有电动汽车（EV）充电的电力需求

资料来源：数据来自 D. Bowermaster 于 2011 年 1 月 21 日在加利福尼亚州萨克拉门托市举行的环境质量政策委员会会议上，题为“插电式电动汽车（EV）及其影响：一种综合的、涉及多个利益相关方的方法”的发言。[http://www.cacities.org/resource_files/29491.PGEPEVIntro\(2011-01-18\).pdf](http://www.cacities.org/resource_files/29491.PGEPEVIntro(2011-01-18).pdf)

研究发现

在全国范围内对电动汽车（EV）普及的预测有很大差异，但一些地区 EV 的普及可能比全国平均水平要高很多。

5.2.2 电动汽车充电

人们希望能以三个功率水平对电动汽车（EV）充电。汽车工程学会已经建立了充电标准（在 J1722 号标准中），该标准涉及以下两种水平的充电功率：

- （1）水平 I——高达 1.92 kW。
- （2）水平 II——高达 19.2 kW。

美国还未对水平 III 的充电功率进行标准化，在该水平下可使纯电池驱动电动汽车（BEV）在几分钟内完成充电。

就居民充电来说，人们希望大多数插电式混合动力电动汽车（PHEV）采用水平 I 充电器进行充电，而 BEV 则采用水平 II 充电。由于 BEV 比 PHEV 的充电功率更高，充电容量更大，其充电将对配电系统有较大影响。人们希望

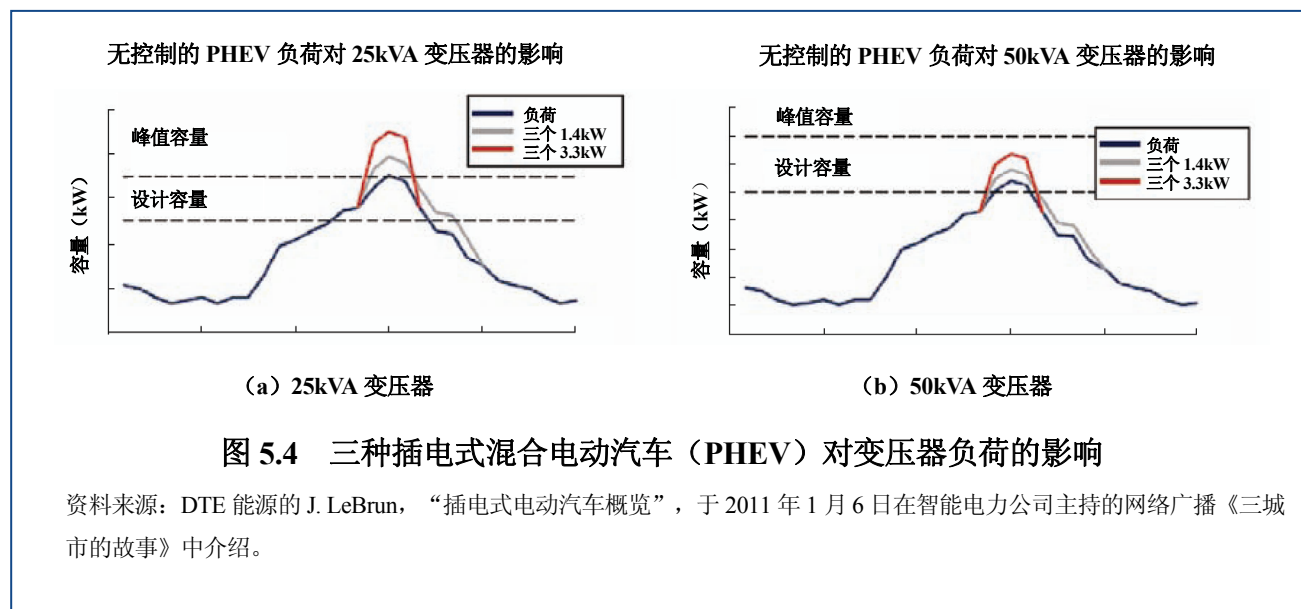
PHEV 包含大部分的 EV，一些 PHEV 同时充电会产生和 BEV 类似的影响。因此，这两种汽车的潜在影响很可能是相似的。

2008 年的一项研究预计，如果 2030 年北美电力可靠性公司（NERC）的每个区域有 25% 的 PHEV 普及，则要求每个地区发电量的增长小于 5.5%，^[39] 总的电力需求也不可能要求对大电网进行重大升级。如果全国汽车总量中有 25% 是 PHEV，且同时采用 6kW 的功率水平进行充电，则要求发电容量要增长 30%。^[40] 但是这种增长不太可能实现，因为汽车回到家的时间各有不同，且大多数充电功率水平可能小于 6kW。^[41] 虽然如此，仍有一些人担心电动汽车（EV）充电会影响到当地配电系统，这就要求建立一套机制来影响汽车充电的时间，这将在下一节讨论。因为采用水平 II 的充电器对 EV 充电产生的负荷大于平均家庭用电负荷，甚至连接在配电馈线上的一些 EV 都会使馈线和相关的变压器过载（见框 5.4）。^[42]

框 5.4 不协调充电对变压器的影响

DTE 能源最近在其服务区内开展了一项关于插电式混合动力电动汽车（PHEV）对配电系统部件影响的研究。图 5.4 显示在炎热夏天三种 PHEV 按 1.4kW 和 3.3kW 两种额定值充电对 25kVA 变压器和 50kVA 变压器

的影响。在两种充电情况下变压器的负荷都超出了设计容量，其中 25kVA 变压器在两种情况下甚至超出了峰值容量（短期），这可能会导致电压骤降、服务中断，甚至出现变压器故障。



5.2.3 对电动汽车充电施加影响

如果电价不随时间变化, 则很多电动汽车 (EV) 车主每天回家后就会给汽车插上电源开始充电, 很多情况下居民区的用电负荷会在同一时间达到峰值, 这将加剧当地峰荷状况, 迫使电力公司投资扩建基础设施 (见框 5.5)。^[43] 电力研究院 (EPRI) 正在进行的一个项目的初期结果指出, 由于容量过载产生的温度感应绝缘老化, 峰荷时

充电、较高充电功率以及一台变压器连接的 EV 数量增加都会缩短变压器的寿命。^[44] 系统为 EV 提供服务所发生的额外费用将是一笔相当大的但不是主导性的开支, 这很可能要所有系统电费缴纳人来予以承担, 不过这些费用可在有 EV 要求对系统进行升级改造的居民区通过较高的固定容量收费 (见第 8 章) 来回收。

框 5.5 汽车并网运行

一些观察者提出, 在电力系统和电动汽车 (EV) 之间的电能流动可以是双向的。^[45] 这一概念通常被称为“汽车并网运行 (vehicle-to-grid operation, 简称 V2G)”。我们经常讨论在汽车发挥频率调节作用的情况下, 存储在汽车电池中的电能理论上可以提供各种类型的运行备用。在有组织的趸售电力市场的地区, 曾预想通过 EV 向电网提供电能来参与到频率调节或其他备用市场中。

V2G 运行要求对常规的单向汽车充电

器和控制器进行较大的、费用不菲的改进。V2G 的概念也面临着大量的其他技术挑战, 例如电池寿命降低、贴牌生产 (Original Equipment Manufacture, 简称 OEM) 质保问题、与电力公司增加控制和通信产生的复杂性和费用, 以及如果为使汽车行驶而总是对电池完全充电导致只有相对较小的电能供应的问题, 还有不可能在短期内实现广泛普及应用的问题。

除了技术挑战, 对 V2G 运行给予的经济激励也显得十分薄弱。在有监管产品

(regulation product) 的市场上，向参与监管服务者支付的价格一直以来相对较低，而电动汽车 (EV) 参与到这些市场中可能会使该价格进一步下滑。

使用电动汽车 (EV) 更节省成本的替代方案是仅通过控制 EV 的充电 (单向) 价格来提供调节备用容量或运行备用容量，例如，降低

EV 充电价格来调高备用容量，以及提高充电价格来调低备用容量。虽然在 EV 和电力公司之间仍然要求建立通信联系，但对充电器的要求要更简化。该运行模式对汽车电池寿命的影响非常有限。具有独特吸引力的是，商业使用的 EV 车队要有固定的充电模式。

对汽车充电时间施加影响可避免出现所提到的这些后果，如降低高峰负荷，提高负荷因数，即平均功率和峰值功率之间的比值。根据 2002 年的一项研究，如果利用政策或通过控制下午 6 时至上午 6 时之间产生的平稳负荷来影响电动汽车 (EV) 的充电，则该地区的发电容量就能解决插电式混合动力汽车 (PHEV) 的并网问题，目前 PHEV 的并网水平是从加利福尼亚州 15% 的低水平到德克萨斯州 73% 的高水平。^[46]

研究发现

为使实时定价起作用，电动汽车 (EV) 必须能自动对价格信号做出反应。

已有两种可行的影响充电时间的方法：时间差别电价和集中充电控制结构。时间差别电价可以各种方式构成：这些电价可以是静态的，并根据使用时间来确定，或者以提前一天、提前一个小时或实时的信号来确定。车主可简单地把汽车充电器放在一个计时装置上，以避免一天中收费最高的时间，用这种方法来对分时定价做出反应。如果分时电价在整个系统中采用统一定时，则在电价变化时可能会出现第二个用电高峰。^[47] 而监管机构可能会通过在地域

上交错安排电价结构来消除这种影响。

对配电系统来说价格信号的一个缺点是，价格信号未反映出居民区电力线路的拥堵状况。结果，按一天中用电时间定价、提前时间段定价甚至实时定价都能改善整个系统的负荷因数，但不太可能对馈线过载产生重大影响。电力公司可通过远程控制充电来直接减少电动汽车 (EV) 充电对配电线路产生的影响。目前还未完全研究出可被用户接受的实施这一做法的缜密机制，但先进的计量设施可有助于该方案的运作。

这种做法的要求包括：用于控制每辆车充电功率的工具、充电站与电力公司之间的双向通信连接、对系统状况的了解掌握、需要充电的汽车数量以及每辆车的充电情况等。^[48] 可通过提供附加服务，如频率调节和/或电压调节来控制电动汽车 (EV) 充电，使 EV 有助于电力系统运行 (见框 5.5)。

研究发现

采用时间差别化电价或集中控制方案使电动汽车避开高峰时段充电，可以改善系统运行，并避免出现对新设施进行资本投资的要求。

为反映这种效果，研究人员对荷兰普及率达 75% 的电动汽车 (EV) 进行受控充电和不受控充电的模拟。^[49] 他们假设了两种电动汽车充电容量：3kW 和 10kW。在不受控充电案例中，车主回到家就即刻对汽车进行充电，当地配电变压器在 3kW 和 10kW 充电水平时的过载率分别为 22.1% 和 31.4%。在受控充电案例中，设置的充电容量水平与历史负荷成反比，但要确保有充足的电能传输到 EV 上，以保证其第二天行驶。通过受控充电，即使是普及程度很高的 EV 也仅要求 1.9% 的变压器增容。

用户对这种充电控制方案的反应是复杂的，甚至是潜意识地拒绝。实施该方案要求参与的用户要有价格分段，并有一套主导对某些成本进行直接控制的机制。在设计影响需求的措施时，需要认真考虑插电式混合动力汽车 (PHEV) 和纯电池驱动电动汽车 (BEV) 之间的差异。由于 PHEV 带有燃料动力的发动机，可为车主在安排充电时间上提供灵活性，车主更愿意采用较低容量水平充电。通过比较，为保持车内电池充满电，BEV 的车主一有机会就给电池充电，因此反对影响汽车充电的方法。

可通过提供附加服务，如频率调节和/或电压调节来控制电动汽车 (EV) 充电，使 EV 有助于电力系统运行。

引入时间差别电价并不仅是考虑插电式混合动力汽车 (PHEV) 和纯电池驱动电动汽车 (BEV)。正如第 7 章所讨论的，需求响应计划的目的是将用电高峰时段的需求全部转移，来实现短期的运行效益以及长期效率投

资的提高。电动汽车 (EV) 可使这些计划变得更为重要。

5.3 结论和建议

分布式发电 (DG) 和插电式电动汽车在性质上不同于以往与电力系统并网的电源和负荷的类型。广泛采用这些技术将改变人们对配电系统的要求。

由于热电联产的经济优势以及鼓励分布式可再生能源发电的政策，如房顶安装太阳能板，将促进分布式发电 (DG) 的发展。IEEE 1547 标准首次尝试为小型发电厂建立统一的并网标准，该标准包括一系列减少与 DG 有关的很多挑战的规定。

然而，随着分布式发电 (DG) 并网的不断增加，对该标准的修订变得越来越重要。特别是增加 DG 机组孤岛运行的规定会使这些机组提高供电可靠性，使 DG 机组对其并网点主动进行电压调节会减轻沿配电馈线维持统一稳定电压的负担。

建议

分布式发电 (DG) 并网标准应允许通过分布式发电厂进行电压调节，使其有助于将配电电压维持在限制范围内。

分布式发电 (DG) 的发展还将激励有功配电系统管理技术的推广应用，包括附加通信和传感器的应用。这些技术的推广应用最终可降低 DG 大量并网的总费用。

插电式混合动力和电池动力的电动汽车都被称为 EV，均已开始进入美国市场。到 2030

年，在美国道路上行驶的 EV 数量取决于很多因素，因此很难预计，国家预测的范围在 330 万~4000 万辆。比 EV 普及程度更重要的是，由于各州的激励措施、可用的充电设施、用户偏好和收入等原因，人们并不希望采用全国统一的标准。事实上，人们希望 EV 汇集在高收入和具有生态意识的居民区。在两种 EV 中，插电式混合动力电动汽车（PHEV）由于更优越的使用范围和运行灵活性，将比纯电池驱动电动汽车（BEV）获得更大的市场普及。

电动汽车（EV）对电网造成影响的程度取决于其在当地的普及率和充电时间。如果

监管机构和电力公司能对 EV 充电适当施加影响，就可能不会与用电需求高峰重叠。EV 将提升系统的负荷因数，且不会对大容量发电厂和输电系统造成难以处理的干扰破坏。否则，EV 负荷的并网将要求在输电设备上进行更多的投资。

建议

在可能有大量电动汽车（EV）普及的地区，该地区的电力公司应探索新的机制，以激励 EV 在非用电高峰期进行充电。

参考文献

- [1] P. Chiradeja and R. Ramakumar, "An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation," *IEEE Transactions on Energy Conversion* 19 (2004): 764–773.
- [2] U.S. Energy Information Administration, *Electric Power Annual 2009* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011).
- [3] U.S. Energy Information Administration, *Annual Electric Power Industry Report* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2010).
- [4] Ibid.
- [5] L. Sherwood, *U.S. Solar Market Trends 2009* (Latham, NY: Interstate Renewable Energy Council, 2010), http://irecusa.org/wp-content/uploads/2010/07/IREC-Solar-Market-Trends-Report-2010_7-27-10_web1.pdf.
- [6] R. Wisner, G. Barbose, and C. Peterman, *Tracking the Sun: The Installed Cost of Photovoltaics in the U.S. from 1998-2007*, LBNL-1516E (Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2009).
- [7] Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, <http://www.dsireusa.org/>.
- [8] U.S. Department of Energy, *The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-Related Issues that May Impede Their Expansion: A Study Pursuant to Section 1817 of the Energy Policy Act of 2005* (Washington, DC, 2007); and N Hatziargyriou, H. Asano, R. Irvani, and C. Marnay, "Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects," *IEEE Power & Energy Magazine* 5, no. 4 (2007): 78–94.
- [9] R.H. Lasseter, "Smart Distribution: Coupled Microgrids," *Proceedings of IEEE* 99, no. 6 (2011): 1074–1082.
- [10] T. Kingston and T. Stovall, *Exploring Distributed Energy Alternatives to Electrical Distribution Grid Expansion in Southern California Edison Service Territory* (Oak Ridge, TN: Oak Ridge National Laboratory, 2005).
- [11] U.S. Department of Energy, see note 8 above.
- [12] J. Bluestein, *Environmental Benefits of Distributed Generation* (Fairfax, VA: Energy and Environmental Analysis, Inc., 2000).
- [13] U.S. Department of Energy, see note 8 above.
- [14] W. P. Poore et al., *Connecting Distributed Energy Resources to the Grid: Their Benefits to the DER Owner/Customer, Other Customers, the Utility, and Society* (Oak Ridge, TN: Oak Ridge National Laboratory, 2002), <http://www.ornl.gov/~webworks/cppr/y2002/rpt/112701.pdf>.
- [15] Wisner, Barbose, and Peterman, see note 6 above.
- [16] The NPD Group, "Solarbuzz: Solar Market Research and Analysis," <http://solarbuzz.com/facts-and-figures/retail-price-environment/solar-electricity-prices>.
- [17] A. Ipakchi and F. Albuyeh, "Grid of the Future," *IEEE Power & Energy Magazine* 7, no. 2 (2009): 52–62; and X. Mamo, S. Mallet, T. Coste, and S. Grenard, "Distribution Automation: The Cornerstone for Smart Grid Development Strategy" presented at the IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, Canada, July 26–30, 2009.
- [18] IEEE Standards Association, "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems," IEEE Std. 1547-2003 (Issued 2003, Reaffirmed 2008), doi:10.1109/IEEESTD.2003.94285.
- [19] US Congress, Energy Policy Act of 2005, Pub. L. 109-58, Sec. 1254, 119 STAT. 970, August 8, 2005.
- [20] IEEE Standards Association, see note 18 above.
- [21] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems," presented at IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, WA, July 16–20, 2000.
- [22] U. N. Khan, "Distributed Generation and Power Quality" presented at the International Conference on Environment and Electrical Engineering, Karpacz, Poland, May 10–13, 2009.
- [23] Barker and De Mello, see note 21 above.
- [24] R. A. Walling and K. Clark, "Grid Support Functions Implemented in Utility-Scale PV Systems" presented at the IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, New Orleans, LA, April 19–22, 2010.

- [25] IEEE Standards Coordinating Committee on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage (SCC21), “1547 Series of Interconnection Standards,” http://grouper.ieee.org/groups/scc21/dr_shared/.
- [26] R. Lasseter et al., *Integration of Distributed Energy: The CERTS MicroGrid Concept*, LBNL-50829 (Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002); and C. Marnay, F. J. Robio, and A. S. Siddiqui, “Shape of the Microgrid,” presented at IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Columbus, OH, January 28–February 1, 2001.
- [27] R. Lasseter and J. Eto, *Value and Technology Assessment to Enhance the Business Case for the CERTS Microgrid* (Madison, WI: University of Wisconsin–Madison, 2010).
- [28] P. Asmus and B. Davis, “Executive Summary: Microgrid Deployment Tracker” (Boulder, CO: Pike Research, 2011).
- [29] R. Lasseter and J. Eto, see note 27 above.
- [30] Barker and De Mello, see note 21 above; and N. Hadjsaid, J. F. Canard, and F. Dumas, “Dispersed Generation Impact on Distribution Networks,” *IEEE Computer Applications in Power* 12, no. 2 (1999): 22–28.
- [31] M. Scheepers et al., *Regulatory Improvements for Effective Integration of Distributed Generation into Electricity Distribution Networks: Summary of the DG-GRID Project Results* ECN-E–07-083 (DGGRID Consortium, 2007).
- [32] Electric Power Research Institute, National Resources Defense Council, and Charles Clark Group, *Environmental Assessment of Plug-in Hybrid Electric Vehicles Volume 1: Nationwide Greenhouse Gas Emissions* (Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, 2007); and Electrification Coalition, *Electrification Roadmap: Revolutionizing Transportation and Achieving Energy Security* (Washington, DC, 2009).
- [33] M. Book et al., *The Comeback of the Electric Car?* (Boston, MA: Boston Consulting Group, 2009); M. Valentine-Urbschat and W. Bernhart, *Powertrain 2020—The Future Drives Electric* (Munich, Germany: Ronald Berger Strategy Consultants, 2009); Deutsche Bank Securities Inc., *Electric Cars: Plugged In* (2008); Committee on Assessment of Resource Needs for Fuel Cell and Hydrogen Technologies, National Research Council, *Transitions to Alternative Transportation Technologies—Plug-in Hybrid Electric Vehicles* (Washington, DC: The National Academies Press, 2010); S. W. Hadley and A. Tsvetkova, *Potential Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Regional Power Generation* (Oak Ridge, TN: Oak Ridge National Laboratory, 2008); J. Axsen and K. Kurani, *The Early U.S. Market for PHEVs: Anticipating Consumer Awareness, Recharge Potential, Design Priorities and Energy Impacts*, UCD-ITS-RR-08-22 (Davis, CA: Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, 2008); U.S. Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2009* (Washington, DC, 2009), <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo09/transportation.html>; and P. J. Balducci, *Plug-in Hybrid Electric Vehicle Market Penetration Scenarios*, PNNL-17441 (Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory, 2008).
- [34] Committee on Assessment of Resource Needs for Fuel Cell and Hydrogen Technologies, National Research Council, *ibid.*
- [35] U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011).
- [36] “November 2008 Dashboard: Sales Go From Bad to Worse,” HybridCars.com, December 10, 2008, <http://hybridcars.com/hybrid-market-dashboard/november-2008-dashboard-25328.html>; and “December 2008 Dashboard: The Key Is Production Numbers,” HybridCars.com, January 13, 2009, <http://hybridcars.com/hybridsales-dashboard/december-2008-dashboardfocus-production-numbers-25416.html>.
- [37] D. Kim, Director of Plug-in Electric Vehicle Readiness, Southern California Edison, conversation with the authors, March 22, 2010.
- [38] U.S. Department of Energy, Alternative Fuels & Advanced Vehicles Data Center, <http://www.afdc.energy.gov/afdc/laws/2010>; and T. Woody and . Krauss, “Cities Prepare for Life with the Electric Car,” *The New York Times*, February 15, 2010.
- [39] Hadley and Tsvetkova, see note 33 above.
- [40] Hadley and Tsvetkova, see note 33 above.
- [41] J. Taylor et al., “Evaluations of Plug-in Electric Vehicle Distribution System Impacts” presented at IEEE Power and

- Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, July 25–29, 2010.
- [42] K. Dasso, “PEV Adoption at Scale: Grid Challenges, Required Solutions” presented at The Networked EV Conference, San Francisco, CA, November 9, 2010.
- [43] D. Bowermaster, “Plug-in Electric Vehicles and Their Impact: An Integrated, Multi-Stakeholder Approach,” presentation at Environmental Quality Policy Committee Meeting, League of California Cities, Sacramento, CA, January 21, 2011, [http://www.cacities.org/resource_files/29491.PGEPEVIntro\(2011-01-18\).pdf](http://www.cacities.org/resource_files/29491.PGEPEVIntro(2011-01-18).pdf); C. Gerkenmeyer, M. C. W. Kintner-Meyer, and J. G. DeSteele, *Technical Challenges of Plug-in Hybrid Electric Vehicles and Impacts to the US Power System: Distribution System Analysis*, PNNL-19165 (Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory, 2010); and Taylor et al., see note 41 above.
- [44] A. Maitra et al., “Integrating Plug-in-Electric Vehicles with the Distribution System” presented at 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Prague, Czech Republic, June 8–11, 2009; and P. Fairley, “Speed Bumps Ahead for Electric-Vehicle Charging,” *IEEE Spectrum* 47, no. 1 (2010): 13–14.
- [45] S. B. Peterson, J. F. Whitacre, and J. Apt, “The Economics of using Plug-in Hybrid Electric Vehicle Battery Packs for Grid Storage,” *Journal of Power Sources* 195, no. 8 (2010): 2377-2384; P. Carson, “To V2G, Or Not to V2G? That is the Question!” *Intelligent Utility*, February 17, 2010, <http://www.intelligentutility.com/article/10/02/v2g-or-notv2g-question>; P. Carson, “V2G: We’ve Got the Whole Package,” *Intelligent Utility*, February 24, 2010, <http://www.intelligentutility.com/article/10/02/v2g-we-ve-got-whole-package>; and W. Kempton and J. Tomić, “Vehicle-to-Grid Power Fundamentals: Calculating Capacity and Net Revenue,” *Journal of Power Sources* 144, no. 1(2005): 268-279.
- [46] M. C. W. Kintner-Meyer, K. P. Schneider and R. G. Pratt, *Impacts Assessment of Plug-in Hybrid Vehicles on Electric Utilities and Regional U.S. Power Grids: Part I: Technical Analysis* (Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory, 2007).
- [47] Taylor et al., see note 41 above.
- [48] Taylor et al., see note 41 above.
- [49] R. A. Verzijlbergh, Z. Lukszo, J. G. Sloopweg, M. D. Ilic, “The Impact of Controlled EV Charging on Residential Low Voltage Networks” presented at IEEE International Conference on Networking, Sensing and Control, Delft, the Netherlands, April 11–13, 2011.

第 6 章 增强配电系统

本章中，我们关注的是增强配电系统性能的新技术潜能。新型传感器、通信设备、管理系统，以及自动化和信息技术都能提高配电系统的效率、可靠性和电能质量。

6.1 节介绍能增强配电系统运行的技术。我们先描述更全面集成配电管理系统的可能性，随后介绍几种新配电系统运行技术的应用，包括自动故障检测、隔离、恢复系统以及电压和潮流优化系统。我们发现很多增强配电系统的单个技术之间是互补的，当电力公司采用集成的方法来实现系统现代化时，这些技术的应用将获得最大收益。

6.2 节包括对一项特别的配电系统技术：高级量测体系（AMI）的深入讨论。我们将介绍几种类型高级量测体系（AMI）运行的潜在效益，根据电力公司最近的管理文件来分析 AMI 的成本和效益。我们主要强调与 AMI 有关的非运营成本的重要性，以便于在第 7 章进行更详细的讨论。

6.3 节讨论向技术试点项目学习的重要性以及早先的技术应用。新配电技术的成本和效益受较大的不确定性影响。从试点项目和早期应用获得的详细信息，将使电力公司及其监管机构在投资优先和系统设计上做出信息更充分的决策。

6.4 节将介绍我们的结论，详细提出本章的建议。从配电技术试点项目和早期应用中我们认识到数据的重要性，我们建议政策制定者应确保在全行业内尽可能广泛地共享从复兴法案资助计划中获得的综合数据。

配电系统是电力系统的一部分，该系统在电力公司到用户之间将电能传输数英里。除输送电力外，配电系统还承担以下任务：

- (1) 将电压调节到适合于用户使用的水平。
- (2) 将电压调节在一个限定范围内。^[1]
- (3) 检测配电系统故障和其他非正常情况，采取措施保护人身安全和系统部件的安全。
- (4) 发生停电后立即恢复供电。

今天，美国的总电能中有不到 7% 是在发电厂到用户之间损失的，这些损失大部分发生在

配电系统中。^[2] 单个用户的可靠性是千差万别的，但在美国不同地区的平均水平告诉我们，用户每年可接受 1.5~2 次停电，2~8 小时的停电时间。^[3] 根据相关文献记载，有 80% 的停电是由于配电系统的问题所致。^[4] 由于配电系统问题而导致用户停电的百分比在一些特别案例中还要更高。例如，2006~2009 年，在南加利福尼亚州爱迪生公司服务区域内，至少有 95% 的停电是由于配电系统原因造成的，^① 2009 年佛罗里达电力及照明公司有 92.6% 的停电是由

① 停电发生的百分比采用 SAIDI（system average interruption duration index，系统平均停电持续时间指标）值来计算。SAIDI 是电厂常用的一项可靠性指标，表示每个用户的平均停电时间，通常以每年多少分钟来计算。详见专业术语词典。

于配电系统的缘故。^[5]

有 80% 的停电是由于配电系统的问题所致。

电能质量指电压水平准确和恒定的程度，电压波形是纯正弦曲线。电能质量会受到某些电力负荷和配电系统设备的影响。如第 5 章中讨论的，分布式发电（DG）会影响电能质量。电能质量问题一般不会造成用户设备问题，因为向手机、电脑、电视以及其他电子设备供电的现代电网可承受电压水平和波形的大幅变化。

对电力公司和电费支付者来说，确保高效性、可靠性及电能质量需要昂贵开支，但是低效率和低可靠性同样要花钱。从某种角度来说，对系统硬件的投资意味着是对社会的一种净收益。除了这个层面，要从投资中获得额外改进是不划算的。服务的最佳水平因各个用户的需要而大不相同。在任何对新配电系统项目进行投资的讨论中，基本原则是要权衡成本和所提供服务水平之间的关系。

检测服务质量对这种评估来说是一项重要投入，但全美国的配电公司几乎没有把注意力放在标准化性能指标的测量、收集和发布上。之前尝试编制这类数据时主要关注的是定义的差异和数据的收集过程。^[6] 较为根本地是，自 2008 年起，仅有 35 个州的公共事业委员会（包括华盛顿特区）要求报告标准的配电性能指标，尽管这说明比 2004 年统计的数量有所增加。^[7] 欧洲的监管机构进行了协调一致的努力，从欧洲的配电公司定期编辑综合数据，来说明定义上和地域上的差异，^[8] 而没有把精力放在美国所进行的那种规模上。正如第 8 章中建议的，

提高这些数据的质量有利于向前推进投资机会的评估工作。

6.1 配电系统运行中的机会

新的通信设施、传感技术以及先进的信息技术的集成将在未来几十年增强新配电系统的功能。虽然这些技术中有很多已经存在了一段时间了，但在美国配电系统中的应用仍然有限。

从以往情况来看，电力公司已采用手动或半自动系统来监控系统状态、管理员工、检测停电、管理资产、进行设备升级改造，以及执行其他任务。过去，只有当用户打电话给电力公司抱怨停电时，电力公司才发现配电系统出现了故障。随后，电力公司派出员工追踪查找并处理问题。一些电力公司开发了事前管理系统并安排员工巡线。由于整个配电网缺乏实时检测设备，因而限制了这些管理手段的效率，且大部分情况下无法实现标准化。

今天的配电系统是历史的产物。在很多地区，如今的配电公司仍然沿用几十年前同样的基本流程来确定停电位置和排除故障。在其他地区，配电系统已经得到发展，但发展方向各不相同，这在全国形成了各种各样的配电系统。这种多样性反映出普遍缺乏标准化，也反映出各州在地域上和管理习惯上的差异。

近期信息通信技术的进步使复杂的配电管理系统（Distribution Management System，简称 DMS）得到显著发展，DMS 能够处理和充分整合各种系统管理工作。除了提供整个配电系统资产状况的实时可视化显示外，当前最先进的 DMS 通常还能模拟接近实时的配电系统功率潮流，帮助运行人员预测潜在的问题，或对

潜在问题做出反应。例如，DMS 系统可使运行人员针对故障情况决定是否改变配电网结构，这些改变会使系统电压和电流恢复到合适的水平。在与其他技术结合中，现代 DMS 可使配电系统运营商对系统的实时状态更加灵活地作出反应。

今天采用的 DMS 从现代的到过时的都有。令人吃惊的是，一些配电公司仍然采用纸质地图来做记录、追踪问题和管理员工。相比之下，电子地图容易更新升级，能在较大的地理范围内快速查寻，并与员工进行清晰的通话。电子地图只是配电系统软件升级中的一个例子。但是，在一个重视可靠性并依赖检测操作流程来保持可靠性的行业中，只有在开展广泛培训项目，经历一段加强风险的时期上付出代价，直到员工适应新的操作实践后，才能有这样根本性的改变。

新的通信设施、传感技术以及先进的信息技术的集成将在未来几十年增强新配电系统的功能。

因为需要有相当高的定制化（customization）水平，所以实施新的配电管理系统（DMS）所需要的时间、费用、业务专长在不同的配电公司有很大不同。整个配电系统中各种设备都能与 DMS 进行互动操作。很多传感器、保护设备、控制设备都有通信和计算功能。配电公司采用的并与 DMS 结合的传感器数量对成本、要求的实施时间，以及最终 DMS 的作用都会产生影响。为了将 DMS 从一个内部开发的软件系统升级为先进的供应商解决方案，加利福尼亚州一家配电公司把成本预

算的 40% 用于员工、IT 以及设备升级，60% 用于供应商软件服务。^[9]

停电管理系统（Outage Management System，简称 OMS）是配电系统运营商使用的另一种软件工具。有时 OMS 被视为 DMS 的一部分，OMS 主要采用系统模型和用户图形界面来解决用户的投诉电话、确定停电地点和管理检修员工。^[10] 最先进的 OMS 将地理信息系统、电气模型和传感器的实时数据进行整合，以提供停电期间系统复杂的实时可视化信息。经过改进的工作管理软件、移动装置与控制中心之间更清晰的实时停电信息通信可提高检修人员到达故障地点的速度和人员操作的安全性。最近美国劳伦斯伯克利国家实验室（Lawrence Berkeley National Laboratory）对减少停电时间带来的经济效益进行了量化：采用用户调查得到的数据，调查报告作者得出的结论是，停电持续一小时的成本对居民用户来说大约是 4 美元，对小型工商业用户来说大约是 800 美元，对中型和大型用户来说大约是 20 000 美元。^[11] 当然，在不同的地区对不同用户来说，实际的停电损失变化很大，计算这样的平均值需要对停电和用户特征进行一系列的假设。

将通信技术、IT 设备以及传感器与 DMS 进行集成可实现一系列新配电系统运行的应用。有两个突出的例子是自动故障检测、隔离和恢复（Fault Detection，Isolation，and Restoration，简称 FDIR，就是所说的自愈），以及系统电压和功率潮流的优化。术语“配电自动化”通常是指这些新技术对配电网进行维护、控制和运行的应用。我们将在后面的部分说明这些新技术的应用。

研究发现

采用新的通信技术、传感器以及先进的信息技术可以整合很多配电系统功能，并实现功能自动化，从而降低成本和提高可靠性。

6.1.1 自动故障检测、隔离与恢复

更广泛地使用断路器和结合先进控制算法的通信设施能够实现自动故障检测、隔离与恢复（FDIR）。FDIR 在实际应用中的一个例子是，设想一起交通事故撞倒了一个架设有配电线的电杆，导致用户供电中断。配备自动 FDIR 软件同时包括多条馈线和分段开关（分段开关可将线路分成若干独立的部分）的配电系统可将故障位置（落下的线）隔离，进行分析以确定线路受损程度，选择重新配置，并向用户提供第二条供电线路，否则用户就会受停电影响。

这种自愈能力在提升可靠性、提高客户服务水平以及降低运行管理费用方面很有潜力。^[12] 由于不需要人为操作和人为决策，在传统系统中采用自动故障检测、隔离与恢复（FDIR）可以提高处理速度。在已使用自动 FDIR 处理程序的配电系统中，增加先进的控制算法和更好的配电回路分段，可以缩短停电时间并减少受停电影响的用户数量。例如，俄克拉何马州天然气电力公司在安装了具有 FDIR 功能的硬件设备后，将三条线路的停电时间减少了 54%~70%。^[13]

俄克拉何马州天然气电力公司在安装了具有 FDIR 功能的硬件设备后，将三条线路的停电时间减少了 54%~70%。

迄今为止，美国仅有很小比例的配电馈线应用了自愈技术。^[14] 较典型的是，电力公司首先对配电系统中可靠性最低的线路进行升级，因为这对用户来说有最大的效益，升级的费用也阻碍了对全系统范围线路的升级。很多配电公司通过由美国复兴与再投资法案部分资助的项目，正在对这些技术进行论证。^①

6.1.2 电压和功率潮流优化

当用户从配电系统大量用电时，整条配电线路的电压会下降。如果没有任何干预，在长距离配电线路末端的电压水平会比变电站的电压水平低。在一些例外情况下，负荷升高时电压下降的程度会加剧。为了控制用户负荷点的电压，电力公司长期以来使用可调压变压器，就是所谓的电压调节器和电容器组，即一组能在回路中接入和断开的电容器，可使整条配电线路的电压保持在指定的范围内。这些装置由配电所控制，并确保每个用户的电压保持在额定电压的 95%~105% 之间。^[15] 对居民用户来说，额定电压是 120V，则可接受的电压范围就是 114~126V。

制造商设计设备，例如发动机，要在正常电压±5%的范围内实现最佳运行。若供电电压超出了可接受的电压，会导致设备运行效率降低，产生过热，并缩短设备寿命。

① 可通过网址 <http://www.smartgrid.gov> 跟踪这些项目的进展。

由于电压是在变电站而不是在线路终端进行测量，因此惯常的策略是在电压允许范围的上限运行，以确保线路末端的电压在规定范围内，电力公司通常把变电站的电压设定为规定电压的上限值。因为在较高的电压下负荷会汲取更多功率，对电压进行较严格的控制可降低功率消耗。^①通过一种更复杂的电压调节方法，即所谓的“电压/无功控制(volt/VAR control)”，可对更严格的电压极限及其效益施加影响，该方法利用在线路上，特别是在线路末端的电压传感器，向变电站反馈测量的电压。这样，变电站的控制设备就可以调节变电站的电压以及线路上的电压调节设备，以使线路电压保持在电压下限。

图 6.1 显示电压/无功控制对配电馈线电压的潜在影响。图 6.1 中纵坐标表示电压水平，横坐标从左到右表示从变电站到配电线路末端的距离。蓝线表示在正常运行状态下

的配电电压，而电压测量值不会反馈到变电站。沿线电压的变化为 5%。红线表示使用电压/无功控制的配电电压。感应和反馈控制的效果不仅仅是降低在保持可接受极限范围内的电压平均值，而且还将沿线电压的变化控制在 4%之内。

通过将馈线电压降到允许范围的较低下限，电压/无功控制还可用于降低高峰负荷。这个方法被称为“节能降压(Conservation Voltage Reduce, 简称 CVR)”，可减少从整个配电网中汲取的电力，因此可以延缓对系统容量扩增的需求和提高效率。在太平洋西北对 13 家电力公司(30000 名用户)开展的一项为期 3 年的研究中，每隔一天将用户端电压保持在 114~120V 之间，这样变电站每年输送的电力可节省 2%。^[16]与灯火管制或轮流停电不同，节能降压不会对电力公司提供给用户的服务质量产生必然的消极影响。

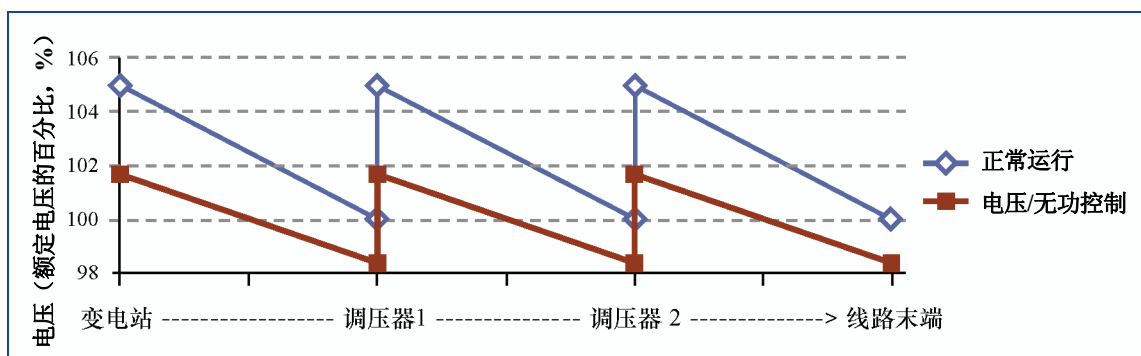


图 6.1 具备和不具备电压/无功控制设备的电压分布图形

① 这种关系取决于负荷的性质。对电阻性负荷来说这种相互关系很强，例如白炽灯，但对很多采用现代供电方式可进行电压变化补偿的电子设备来说，这种关系很弱。

现在,很多电力公司正计划在其管辖范围内引进电压/无功控制和节能降压项目。俄克拉荷马州天然气电力公司计算过,在其 400 条最优先的线路上采用电压/无功控制,每年将节约 1.06 亿 kWh 的电量,即大约是其年售电量的 0.4%,并可对其现有的 680 万 kW 装机容量推迟扩建 8 万 kW 的计划。^[17]南加利福尼亚州爱迪生公司正在实施一项节能降压 (CVR) 项目,利用其高级量测体系中获得的数据,在无任何操作变化的情况下,估计可为用户节省 1%~4% 的用电量。^[18]

研究发现

采用电压/无功控制 (Volt/VAR control) 可以更加有效地利用配电网络,也使引入节能降压 (CVR) 项目成为可能。

正如在第 8 章中讨论的,作为美国目前的主要做法,电力公司通过容量收费来回收相当大一部分的输配电成本,这种做法激励电力公司提高售电量,而不鼓励节能。这种失调的激励会减缓可降低电能消耗的节能降压 (CVR) 项目的引进。

6.2 配电系统的高级计量

对新的用户计量进行投资也能提升配电系统的性能。电力公司通常严格按照表计开具电费单。按这种传统模式,电力公司员工前往用户住所,人工抄读机电式电能表并计量用电量。这些表计在美国已买不到,已经被晶体管电子表所取代,但今天很多机电式电能表仍在使用。^[19]电子表更易于根据时间来存储和传递电能消耗的信息。这些新型表计可采用两种不同的新方法

捕获和管理数据:自动抄表 (Automated Meter Reading, 简称 AMR) 系统和高级量测体系 (Advanced Metering Infrastructure, 简称 AMI)。^[20]

自动抄表 (AMR) 技术可使电力公司通过短距离无线电频率信号对用户进行抄表。这些系统通常使用安装特殊装置的车辆在街道行驶中捕捉电表读数,由于减少人工抄表的员工数量因而可以降低抄表成本。过去几十年中美国很多电力公司已经采用 AMR 系统,截至 2009 年,据报告称已有 4 700 万只 AMR 表计在使用,约占美国 1.44 亿只居民、商业和工业总表计的 1/3。^[21]

高级量测体系 (AMI),也就是常说的具有双向通信功能的智能电表。这些系统的特点是可以记录接近实时的用电数据,并每小时或不到一小时就定时向电力公司报告用电量。^[22]电力公司也可与 AMI 电表进行通信联系,例如,检查用户的连接状态并进行远程连接或断开操作。如第 7 章所讨论的,AMI 系统也可使电力公司通过电表直接与负荷用户进行通信联系。与 AMR 系统相比,AMI 在美国的应用还处于起步阶段,但发展相当迅速。2009 年,电力行业向美国能源信息管理局报送的数据显示,美国有 960 万只用户电表是 AMI 电表。^[23]联邦能源监管委员会 2010 年的高级计量调查报告显示,到 2009 年底,已有 1 200 多万只智能电表投入使用。这个差异不仅反映在电表数量的增长上,还反应在数据来源上。联邦政府通过复兴法案对很多电力公司增加 AMI 系统配置给予资助,在全美国支持了大约 30 个大型 AMI 应用项目。^[25]截至 2011 年 6 月,预计在全美国已有 2 000 万 AMI 电表投入使用。

高级计量的效益对每个电力公司来说各有不同，但是总体来看，高级计量可降低抄表成本，改善用户支持，并提升配电系统的监控和管理。

高级计量的效益对每个电力公司来说各有不同，但总体来看，高级计量可降低抄表成本，改善用户支持，并提升配电系统的监控和管理。例如，当用户迁入或迁出时，装有远程服务开关的 AMI 电表使电力公司进行远程连接或断开服务。这样可减少接通供电服务的时间和成本，避免在用户关闭账户后仍发生用电的情况，并减少未收款账单。一些电力公司的 AMI 电价文件显示，提高对窃电或接旁路（即绕过电表用电）的侦查可增加营业收入。然而，如第 7 章所讨论的，最重要的是 AMI 的作用，特别是它的双向通信功能，可有助于对居民用户进行动态定价。

在管理文件中，电力公司主要关注对以下 AMI 的运行效益进行量化。

(1) 计量：安装 AMI 意味着抄表可完全实现自动化。这就降低了劳动力成本以及抄表车辆的使用和维护成本。

(2) 开具账单：开具账单可以更准确及时，可改善电力公司的现金流。

(3) 用户支持：可进行远程连接和切断供电服务，提高做账的准确性，降低用户负债，减少电力公司造访用户住所的员工数量。此外，呼叫中心可更有效地对用户给予帮助，因为可以更容易地获得准确数据，由此可缩短用户呼叫支持的平均持续时间。

(4) 电网管理：来自时段式电表（可按一小时或少于一小时进行抄表的电表）的数据可用于更有效地管理配电系统资产。例如，精确

的计量可向配电运行人员发出配电变压器过载的警报。

安装高级量测体系（AMI）的潜在效益是巨大的，但不可能收回前期设备投资的全部成本。

安装高级量测体系（AMI）的潜在效益是巨大的，但不可能收回前期设备投资的全部成本。表 6.1 显示国内一个 AMI 项目实例的预期成本和效益，数据源于对管理文件的一项调查。在过去 5 年的 AMI 应用项目中，每只电表的全部预计成本平均为 150~400 美元，由于用户组合及密度、劳动力成本、前期电表投资等因素的不同，这个平均数的变化范围较大。近来关于 AMI 成本和收益的讨论会经常用到一个较低的预计成本范围，即每只电表 150~250 美元，虽然还不清楚这些估计的成本与实际电表装配数据之间是如何关联的。^[27] 对于向分散用户提供服务的系统，传统的机电式电表的寿命接近其预计使用寿命的极限值，电力与煤气联合企业可分担 AMI 的基本设施费用和日常费用，运行结余费用可以抵消 AMI 装配成本的很大部分。当运行效益能大致抵消投资成本时，对电价就仅有很少或没有影响，这就可以直接对推广应用 AMI 作出决策。另一种极端情况是，在全系统安装了相对新的自动抄表（AMR）电表的电力公司已实现抄表成本的大幅降低，以及 AMI 的最大单一类别运行效益，并通过早期更换可将其电表系统的寿命略微延长。对于这种情况下的配电系统，运行节余可以抵消一半或不到一半预计增加的 AMI 推广应用成本。在 6.1 表列举的最极端案例中，运行节余仅抵

消了 15%的 AMI 成本。

在某些情况下，这些效益成本比率是保守的。可以完全从运行节余之外获得资金投资的高级量测体系（AMI）不会生成一个电价文件，所以表 6.1 中没有这些数据。在电价文件中所表述的顾虑是，电力公司害怕过高估计节余而之后无法实现，或是产生高于最初电价文件所批准的成本，特别是如果当监管机构将大部分风险转嫁给利益相关方，就像一些电力公司现在做的那样。这些顾虑可能会影响报告的效益成本比，使之偏向低于预期水平。

运行节余并不是高级量测体系（AMI）的唯一效益。倡导 AMI 的人争辩说，从 AMI 获得的非运行效益可产生需求响应，其节能效果使运行节余相形见绌。^[28] 对 AMI 投资的重要性取决于哪部分费用由运行节余来抵消，电力公司和监管机构是否愿意进行定价改革，在某个特定服务区域的用户对此会做出怎样的反应。表 6.1 列出对 AMI 投资带来的非运行效益的一些估计。可惜这些效益很难精确估计。第 7 章将详细解决这些问题。

表 6.1 不同高级计量项目的运行效益—成本比率

电力公司 (州)	年份	表计数 (万)	安装表计的 平均成本 (美元/表)	安装表计的 运行效益 (美元/表)	运行效益 —成本 比率	安装表计的 非运行效益 (美元/表)	总效益— 成本比率	参考
中点能源 (CenterPoint, 得克萨斯州)	2008	240	332	50	0.15	—	—	中点能源休斯敦电力公司,《中点能源休斯敦电力有限责任公司对批准应用计划的申请,对高级量测体系额外收费的要求》,得克萨斯州公共事业委员会摘要第 35639 号,文件号 203
德玛瓦公司 (Delmarva, 马 里兰州)	2010	22	363	183	0.50	252	1.20	德玛瓦电力电灯公司,《高级量测体系业务案例以及与根据第 83571 号令进行马里兰州成本分析相关的效益》,马里兰州公共服务委员会第 9207 号案例,文件号 102,2010 年 12 月 14 日提交
南加利福尼亚 州爱迪生公司 (加利福尼亚 州)	2007	530	374	217	0.58	159	1.00	加利福尼亚州公共事业委员会,《关于批准南加利福尼亚州爱迪生公司推广应用高级量测体系的决议》,案例号 A.07-07-026,2007 年 7 月 31 日
康涅狄格电灯 电力公司 (康涅狄格州)	2010	120	377~484	94~232	0.19~0.62	63~804	0.33~ 2.75	康涅狄格电灯电力公司,《康涅狄格电灯电力公司高级量测体系及动态定价部署实施的效益分析》,康涅狄格州公共事业控制部,摘要号 05-10-03RE01,2010 年 3 月 31 日提交

续表

电力公司 (州)	年份	表计数 (万)	安装表计的 平均成本 (美元/表)	安装表计的 运行效益 (美元/表)	运行效益 —成本 比率	安装表计的 非运行效益 (美元/表)	总效益— 成本比率	参考
波特兰通用电气公司 (俄勒冈州)	2007	84.3	157	197	1.26	4~55	1.28~ 1.61	波特兰通用电气公司 B. Carpenter 和 A. Tooman, 《成本和效益》, 俄勒冈州公共事业委员会, 摘要号 UE189, 2007 年 7 月 27 日提交
巴尔的摩天然气电力公司 (马里兰州) ^a	2009	209	253	128	0.50	478	2.40	巴尔的摩天然气电力公司, 《智能电网项目高级计量业务案例及智能能源定价计划》, 马里兰州公共服务委员会, 案例号 9208, 2009 年 7 月 13 日提交
纽约州电力天然气公司 (纽约州)	2007	113	322	185	0.58	—	—	罗切斯特天然气电力公司和纽约州电力天然气公司, 《高级量测体系概述和推广应用计划》, 纽约州公共服务委员会, 案例号 00-E-0165, 2007 年 2 月 1 日提交
罗切斯特天然气电力公司 (纽约州)	2007	67	250	150	0.60	—	—	罗切斯特天然气电力公司和纽约州电力天然气公司, 《高级量测体系概述和推广应用计划》, 纽约州公共服务委员会, 案例号 00-E-0165, 2007 年 2 月 1 日提交
爱迪生联合公司 (Consolidated Edison, 纽约州) ^a	2007	480	149	109	0.73	55	1.10	纽约州爱迪生联合公司和 Orange & Rockland 电力公司, 《纽约州爱迪生联合公司和 Orange & Rockland 电力公司推广应用高级电力天然气量测体系的计划》, 纽约州公共服务委员会, 案例号 00-E-0165, 2007 年 3 月 28 日提交
太平洋天然气电力公司 (加利福尼亚州) ^a	2006	930	243	218	0.90	36	1.05	加利福尼亚州公共事业委员会, 《授权太平洋天然气电力公司推广应用高级量测体系的最终意见》, 06-07-027 号决议, 2006 年 7 月 20 日

^a 除了电力计量升级外, 这些项目还包括对天然气计量系统的升级。这些项目的表计数相当于电力和天然气表计数量的总和。
注: 表 6.1 中的数据摘自州的管理记录。对 AMI 未来收益和成本的计算要求进行一系列的假设 (如项目寿命周期, 折旧方案)。还有, 如内容中所介绍的, 这些结果受很多不确定因素的影响 (如技术成本、应用方案、动态定价采用的价格等)。AMI 项目的成本还取决于每个电力公司服务区域的特点、现有技术的性质以及与用户计量有关的业务流程。

很多电力公司的管理文件还遗漏了成本效益计算中获得的可靠性。高级量测体系（AMI）还可使一些电力公司对配网停电做出更快反应，并缩短用户的平均停电恢复时间。虽然单独采用 AMI 不会降低配网停电的频率或规模，但 AMI 可使电力公司快速自动地查明停电的精确位置，并调派服务车辆快速做出反应，减少用户的平均停电时间。

此外，虽然高级量测体系（AMI）的数据被恶意攻击会产生虚假警报，但辨明“虚假警报”（报告停电，但实际仍有电流通过电表）可避免不必要的人员调配，从而降低成本（见第 9 章对所谓“网络攻击”的进一步讨论）。

在一份体现这种效益的文件中，康涅狄格州电力电灯公司预计，每个用户每年平均停电时间将减少 6 分钟，这主要是由于“在暴风雨期间高级量测体系（AMI）发布信息的准确率提高”的结果。在一个基本方案中，电力公司采用一项停电成本研究中的合理停电成本估算方法，预计在一个投资 4.93 亿美元的 AMI 项目的寿命周期内，期望停电时间减少会产生总计达 5 900 万美元的收益。^[29]

研究发现

高级量测体系（AMI）项目中运行效益对总成本的比率在不同电力公司有很大不同。在运行效益低的公司，例如那些与需求响应有关的非运行效益，是评价安装 AMI 是否经济合算的主要因素。

对已开始采用高级量测体系（AMI）的系统来说，用户关心的是 AMI 对健康和隐私产生的影响，这是电力公司要面对的主要挑战。尽

早有效地与用户签订合约是解决这些用户所关注事项的关键。

虽然科学文献并未指出智能电表发出的无线电波对健康有不利影响，但对这些风险的争论非常激烈，电力公司必须改进高级量测体系（AMI）项目，以对此做出回应。^[30] 针对公众所关注的事项，缅因州公共事业委员会最近批准了一项电表追加计划，允许用户不安装智能电表或者关闭无线传输功能，太平洋天然气电力公司也已在其服务区域内提出了类似计划。^[31]

围绕高级量测体系（AMI）产生的隐私问题是基于智能电表按一定时间间隔测量并记录用户用电量的事实。例如，通过计算用户的累计用电量就可推测出用户何时外出度假。国家标准与技术研究院和几个州公共事务委员会正积极解决这些隐私问题，这些问题已经受到国际关注。我们将在第 9 章讨论这个问题的复杂性。

6.3 试点项目和推广应用面临的挑战

复兴法案为电网提供了大约 45 亿美元资金，很多电力公司已将这笔资金用于先进的配电系统技术项目。这一大笔资金通过美国能源部的两项计划来分配：智能电网示范项目（Smart Grid Demonstration Projects，简称 SGDP）和智能电网投资拨款项目（Smart Grid Investment Grants，简称 SGIG）。SGDP 的目的是“示范新的和更经济合算的智能电网技术、工具、工艺和系统配置，这些将对今天普遍使用的技术、工具等有显著提升”。SGIG 项目的目的是“加快国家输电、配电系统现代化，促进对智能电网技术、工具、工艺的投资，提升电网的柔性、功能性、协同性、网络安全、环

境意识和运行效率”。^[32] 要求每笔拨款的接受者提供一比一的配套资金。有 99 个 SGIG 项目接受者已获得总计 34 亿美元的资金，32 个 SGDP 项目接受者已获得总计 6 亿美元的资金。

很多资金接受者正使用这些资金来提高配电系统的现代化水平。例如，NSTAR 公司在 2009 年获得 SGIG 项目资金之前，自 2003 年就已经安装了要求将线路分段的硬件设备，已安装了 1 200 个分段开关。利用 SGIG 资金，NSTAR 公司将对要求人工操作的故障检测、隔离和恢复（FDIR）系统升级成为全自动操作系统；在 2013 年底以前，大约 70% 的线路将具备自动修复功能（即自动的 FDIR），电力公司希望通过这些升级改造使遭遇停电的用户少于 50%。^[33] 类似地，PPL 电力公司自 2003 年就已安装了可对配电系统进行远程遥控的硬件设备，目前正在使用 SGIG 资金安装 DMS 软件（一个专用通信系统）以及可实现 50 条线路全自动化操作的新硬件设备。随着现代 DMS 软件和通信网络的采用，在未来投资计划中，希望进一步对硬件进行升级使 PPL 电力公司的其他线路实现全自动化。^[34]

由 SGIG 和 SGDP 资助的项目也许朝着配电系统自动化的方向迈出了有益的一步。但是，这样做的价值以及未来配电技术推广应用和试点项目的价值将取决于有效的信息共享、协同性标准的制定，以及将管理激励与系统现代化目标适当相结合的努力。

当前，关于联邦政府提供资金的智能电网项目、预期效益、电力公司性质、进展情况、取得的经验等方面的详细信息还很少，还不足以应用到其他类似项目中。虽然电力行业可通过几个新开发的网站进行信息共享，包括、

www.sgiclearinghouse.org，www.smartgrid.gov，www.recovery.gov，但这些信息很少适合于正在进行的配电系统现代化工作。虽然我们努力与资金获得者进行单独联系，并试图收集关于大多数计划项目预期成本和收益的详细信息，但要获得这些信息确实很困难。

白宫科学与技术政策办公室为未来电网起草了一份框架文件，强调信息共享的重要性。^[35] 建立一套公共资助的研究、开发及示范项目的成果共享机制是有必要的，以确保向某个电力公司提供的资金也能对其他电力公司有益。这些信息对公众透明很重要，这不仅是确保会计责任，也有利于开展进一步研究，这可能会有助于指导未来的投资。但是，出于安全性和一些敏感商业信息的考虑，电力公司不愿意公开分享某些信息。因此，在先进技术方面有公共利益的配电公司需要使用直接的渠道来进行合作和沟通。实际上，在进行本研究的过程中我们与之交谈的电力行业相关人士指出，如今在美国存在着一种电力公司之间进行正式与非正式协作的混合机制。有时这些合作通过电力研究院和行业协会这样的机构来进行协调，这些机构包括爱迪生电力研究院、美国公共电力协会、国家城市电力合作协会。

研究发现

有必要在智能电网投资拨款项目（SGIG）和智能电网示范项目（SGDP）的受资助者和其他电力公司中进行信息共享，以便获取实施这些项目的价值。

来自各种供应商的 IT 设备、软件以及通信

技术的互通性仍然是一个重要挑战。国家标准与技术研究院已经开展工作，对将解决这些互通性问题的未来电网标准进行整合归类。我们将在第 9 章讨论这些标准和对其他互通性问题的关注。

我们在第 1 章中提到，电力公司一般会减少在研究和开发方面的预算，这会阻碍创新。而且，经常推广应用新技术涉及这些创新在经济性和性能方面的不确定性。对资本投资进行事前谨慎评价的常规收益率规则可能会阻碍或延误投资，人们会觉得这些投资蕴含较大风险。^[36] 很多州的监管机构也许对新的重大投资有类似风险规避的理由。这个问题将在第 8 章进行更深入的讨论。

6.4 结论和建议

从现在到 2030 年，配电系统运行将发生实质性的变化。在很大程度上，本章讨论的变化是对源于电动汽车和分布式发电（DG）的新挑战做出的必然反应。要通过增加使用传感器和控制硬件来发掘效益，就有必要采用现代配电管理系统和其他控制中心软件。自动故障检测、隔离和恢复（FDIR）以及电压/无功（volt/VAR）控制是需要现代硬件和软件支撑的技术，但可以产生巨大效益作为回报。在一定程度上，这些技术有助于提升尚未受到传统配电系统投资关注的各方面性能，并在这些技术成果中包含更大的不确定性，电力公司监管部门和咨询机构也许需要新的方法来鼓励创新。我们将在第 8 章深入讨论。

高级量测体系（AMI）有明显的运行节余，很多电力公司已承诺要采用或者已广泛采用该

技术。对没有采用该技术的电力公司，特别是那些现在有自动抄表（AMR）系统的公司，单是运行效益不足以说明大量推广 AMI 而产生的成本。对可产生需求响应的 AMI、能源效率计划、提升可靠性的大概效益规模进行量化，对评估这些电力公司对 AMI 的投资将是至关重要的。我们将在第 7 章详细讨论这些内容。我们还将在第 9 章介绍与这些技术相关的隐私和网络安全问题。

技术示范和试点项目是朝着应用经济合算的先进配电技术迈出的重要一步。目前联邦政府的鼓励资金正对很多这样的项目提供支持。电力公司间的综合信息共享是全面实现这些政府投资目标的关键。监管机构最近仅向公众介绍了便于大家共享这些项目信息的网站，而近来网站上基本没有对于正在进行项目的有用信息。随着项目的推进，这些网站也许有利于业内学习。然而，也应该鼓励电力公司间进行直接的沟通协作，以确保从示范项目中学到大量详细经验教训，以便对将来的投资决策提供信息。电力公司要同时分享详细的成功经验和失败教训，这一点至关重要。

建议

要全面发挥联邦政府资助的配电系统技术示范项目的的作用，就需要广泛共享这些项目的资料（包括成功的和失败的资料）。已建立了包括 www.sgiclearinghouse.org，www.smartgrid.gov 在内的一些网站来公布这些项目的信息。由于可以获得项目成果，政策制定者应该开展工作来确保如这些数据一样的资源能被有效利用，以此分享详细的综合数据，获得别人所汲取的教训。

为确保由复兴法案资助发起的配电系统现代化进程能持续推进，州监管机构和其他配电公司的监督部门必须有批准对系统进行投资的

意愿，正如我们将在第 8 章深入讨论的，这些投资的风险比我们习惯的配电系统风险更大。

参考文献

- [1] National Electrical Manufacturers Association and American National Standards Institute, *American National Standard for Electric Power Systems and Equipment: Voltage Ratings (60 Hertz)* (Rosslyn, VA, 2006).
- [2] U.S. Energy Information Agency, *Annual Energy Outlook 2009* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2009), section 8.1, <http://www.eia.doe.gov/emeu/are/elect.html>.
- [3] H. Eto and K.H. LaCommare, *Tracking the Reliability of the U.S. Electric Power System: An Assessment of Publicly Available Information Reported to State Public Utility Commissions* (Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2008).
- [4] A. A. Chowdhury, *Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications* (Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2008).
- [5] Personal communication with Roger Lee, Manager of Asset Management & System Reliability, Southern California Edison, September 21, 2011; and Florida Power & Light, *Florida Power & Light Company's 2010 Status/Update Report on Storm Hardening/Preparedness and Distribution Reliability* (Juno Beach, FL, 2010), http://www.psc.state.fl.us/utilities/electricgas/docs/2009_FPL_report.pdf.
- [6] Electric Power Research Institute, *Distribution Reliability Indices Tracking within the United States* (Palo Alto, CA, 2003).
- [7] Eto and LaCommare, see note 3 above.
- [8] Council of European Energy Regulators, *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply* (Brussels, Belgium, 2008).
- [9] Southern California Edison, "2012 General Rate Case: Transmission and Distribution Business Unit (TDBU) Volume 2—Advanced Technology," presented before the Public Utilities Commission of the State of California, November 2010.
- [10] T. Taylor and H. Kazemzadeh, "Integrated SCADA/DMS/OMS; Increasing Distribution Operations Efficiency," *Electric Energy T&D Magazine* 13, no. 2 (2009), 31-34, http://www.electricenseyonline.com/?page=show_article&mag=56&article=389.
- [11] M. J. Sullivan, M. Mercurio, and J. Schellenberg, Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the United States & Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2009).
- [12] C. W. Gellings, "Power Delivery System of the Future," *IEEE Power Engineering Review* 22, no. 12 (2002): 7-12; and E. Gilbert, L. Gelbien and B. Rogers, "A Truly 'Self-Healing' Distribution Grid Requires Technology AND Operational Change," prepared for Grid-Interop 2009: A Road to an Interoperable Grid, Denver, CO, November 17-19, 2009.
- [13] M. H. Perkins Jr., "Direct Testimony of Melvin H. Perkins, Jr. on Behalf of Oklahoma Gas and Electric Company," testimony before the Corporation Commission of the State of Oklahoma, March 15, 2010.
- [14] Personal communication with D. Malkin, J. McDonald, and B. Wojszczyk, General Electric, September 17, 2010.
- [15] National Electrical Manufacturers Association and American National Standards Institute, see note 1 above.
- [16] K. C. Fagen, "Cost Effective Energy Efficiency Measures through Distribution Efficiency" *Metering International* 3(2008): 82-84.
- [17] Perkins, see note 13 above.
- [18] M. Montoya, "SCE: Irvine Smart Grid Demonstration," grant application submitted to U. S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, in response to funding opportunity DE-FOA-000036, August 26, 2009.
- [19] Electric Power Research Institute, "The Accuracy of Digital Meters," white paper (Palo Alto, CA, 2010), <http://www.sdge.com/documents/smartmeter/EPRIMeterAccuracy.pdf>.
- [20] Ibid.
- [21] U.S. Energy Information Administration, *Annual Electric Power Industry Report* (Washington, DC, 2010).
- [22] Federal Energy Regulatory Commission, *2010 Assessment of Demand Response and Advanced Metering* (Washington, DC, 2011), <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2010-dr-report>.

- pdf.
- [23] U.S. Energy Information Administration, “Annual Electric Power Industry Report,” Form EIA-861(Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2009).
- [24] Federal Energy Regulatory commission, see note 22 above.
- [25] U.S. Department of Energy, “Recovery Act Selections for Smart Grid Investment Grant Awards,” <http://energy.gov/oe/downloads/recovery-act-selections-smart-grid-investment-grant-awards-category>.
- [26] Federal Energy Regulatory Commission, *2011 assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report* (Washington, DC, 2011).
- [27] A. Faruqi et al., “The costs and Benefits of Smart Meters For Residential Customers,” white paper (Washington, DC: Edison Foundation Institute for Electric Efficiency, July 2011); and D. J. Leeds, *U.S. Smart Grid Market Forecast, 2010-2015* (GTM Research, 2010).
- [28] A. Faruqi and L. Wood, “IEE Releases: The Benefits of Smart Meters,” Presentation at the National Association of Regulatory Utility Commissions winter Meetings, Washington, DC, February 13-16, 2011.
- [29] Connecticut Light & Power, “CL&P AMI and Dynamic Pricing Deployment Cost Benefit Analysis,” Docket No. 05-10-03RE01, Compliance Order NO.4 March 31, 2010, <http://www.dpuc.state.ct.us/dockhist.nsf/Web+Main+View/Search+Electric?Open+View&StartKey=05-10-03RE01>.
- [30] California Council on Science and Technology, *Health Impacts of Radio Frequency Exposure from Smart Meters* (Sacramento, CA, 2011); and Maine Center for Disease Control, “Maine CDC Executive Summary of Review of Health Issues Related to Smart Meters” (Augusta, ME, 2010).
- [31] Maine Public Utility Commission, “MPUC Decides Smart Meter Investigation,” press release, May 17, 2011; and M. Chediak, “PG&E Should Allow Smart Meter Opt-Out, State Regulator Says,” *Bloomberg*, March 10, 2011, <http://www.bloomberg.com/news/2011-03-11/pg-e-should-allow-smart-meter-opt-out-state-regulator-says-1-.html>.
- [32] U.S. Department of Energy, “Overview of Programs, Studies and Activities,” http://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview.
- [33] Gilbert, Gelbien, and Rogers, see note 12 above; and NSTAR, “NSTAR Electric Expands Smart Grid Technology Throughout Service Territory to Improve Power Reliability for All Customers,” press release, August 25, 2010.
- [34] Personal communication with Tim figura, Project Manager—Smart Grid, PPL, February 28, 2011.
- [35] Office of Science and Technology Policy, *A Policy Framework for the 21st Century Grid: Enabling Our Secure Energy Future* (Washington, DC: Executive Office of the President, 2011).
- [36] F. C. Graves and A. J. Baker, *Disincentives to Utility Investment in the Current World of “Competitive Regulation”* (Washington, DC: Edison Electric Institute, 2004), <http://www.eei.org/whatwedo/PublicPolicyAdvocacy/StateRegulation/>; and T. Lyon, “Regulatory Hindsight Review and Innovation by Electric Utilities,” *Journal of Regulatory Economics* 7 (1995):233-254.

第 7 章 约定电力需求

本章中，我们将讨论更加积极开展电力需求约定的电网运营所面临的机遇。过去几年，鼓励大用户参与用电管理已显现出重要意义和不断提高的兴趣。随着促进需求响应增加和能源效率提升的技术日渐成熟，以及相应成本的下降，使其能够得以更加广泛的应用。

7.1~7.4 节介绍了相关的背景。7.1 节介绍增加需求约定的动机，而 7.2 节则描述当前已有的需求响应计划。7.3 节对电力用户积极参与需求管理的潜在效益进行评价，以及对继续围绕潜在需求响应效益预测的大量不确定性，尤其是针对居民用户层面的不确定性进行评价。7.4 节叙述能源节约和能源效率计划及其与需求响应计划的关系。

7.5 节提出关于需求合约的主要研究发现。认真设计的用户约定计划和动态定价的过渡政策对产生灵敏的需求及充分发挥高级量测体系（AMI）投资的潜力是至关重要的。能为实现用户响应自动化前景提供支持的技术对实现这些目标十分重要。其在 2011 年的相对不成熟表明，为避免用户投资陷入困境，确保向上的兼容性和互操作性十分重要。最后我们注意到，如果数据可以共享，正在进行的试点项目和系统部署可以显著降低围绕 AMI、相关技术和动态定价的成本和收益的不确定性。

7.6 节提出我们的具体建议。我们首先建议已经承诺部署高级量测体系（AMI）的电力公司优先考虑广泛基于动态定价的过渡途径。我们强调公开分享其用户约定计划、投资成本和需求响应计划结果的信息的重要性。这些数据可以改善应用者的计划设计，对必须评估是否加速更换其用户表计的电力公司来说可改善其决策质量。我们建议，面对投资前景不明朗的电力公司的决策者应认识到为等待先期部署的数据而延迟决策的选择价值：关于是否部署的决策不是“现在或永不”，而是“现在或结合新数据进行再评估”。

引言

政策制定者、监管机构、电网系统运营商、电力公司和用户群体对于电力负荷对系统状态的反应，特别是对供电成本变化的反应更加灵敏表现出日益增加的兴趣。反应更加灵敏的电力需求能够提高系统效率和降低成本。降低系

统高峰或接近系统高峰时段的用电量可以降低对额外发电能力的高昂投资的需求，将用电转移到低谷时段可使负荷曲线趋于平缓，提高系统容量的利用率，并降低既定电量供应的总成本。对需求的实时调节能够降低由于波动性电源（VER）不断渗透带来的供应波动性的管理成本。通过鼓励低谷时段充电，能够降低

为适应电动汽车和插电式混合动力汽车而带来的对新增发电能力和电网输电能力的需求。对价格更加敏感的需求能够通过降低价格上升的收益，来帮助减少重组发电趸售市场对市场权力的关切。此外，使用户能够更容易看到其实时的用电情况或许能够实现能源节约的目标。

反应更加灵敏的电力需求能够提高系统效率和降低成本。

伴随着相关技术的发展和推广应用取得重大进展，对于约定电力需求的兴趣不断增加。如第 6 章所述，高级量测体系（AMI）在美国的应用迅猛增长，该设备能够记录用户至少每小时的用电量，并能提供与配电公司的双向通信。除提供更加细致的用户用电情况数据外，AMI 还提供一系列“智能”能源响应和管理技术，例如可编程可控恒温器和电动汽车的“智能充电”，原则上就是能够使更小规模的商业和居民用户更加积极地参与管理自己的电力消费，并促进他们对价格或其他供应侧信号的反应。

以往情况，只有那些同意用“可中断”供电来换取更低电价的大用户的需求才会对系统状态颇为敏感，并且仅限于在紧急情况或需求接近系统容量时的情况。新技术更容易降低较小规模用户在紧急情况下的需求。但如前所述，需求响应的潜在效益不仅仅在于处理紧急情况。然而，为获得这些潜在效益，对用户的通信应不仅是紧急情况下传输的简单信号，用户还必须对这些通信做出适当的反应。

当我们展望 2030 年及更远时，很难想象在美国电力公司中没有广泛部署某种高级计量设备的情景。

高级量测体系（AMI）允许对用户进行系统状态的精细通信和对用户反应进行精细测量。当我们展望 2030 年及更远时，很难想象在美国电力公司中没有广泛应用某种高级计量设备的情景。大部分目前已安装的表计将于 2030 年达到其使用寿命期限，某种形式的 AMI 必将成为选择的替代技术。但是电力公司可能选择“及早”投资 AMI，甚至在其现有表计达到完全折旧期之前。一些州的运作已使 AMI 全面部署成为一个主要的政策目标。对于其他州，如第 6 章所述，AMI 在系统范围内的应用可以降低运营成本，并作为更广泛的配电系统现代化和自动化项目的一部分来提高供电服务质量。可是，如第 6 章所述，对一些电力公司，特别是那些已经安装了自动抄表系统的电力公司来说，AMI 的运营效益相对于其全面应用所预计的资本成本，只是很小的一部分。对潜在的及早采用者，对 AMI 的经济考量可能更主要依靠大量需求侧参与电力市场所创造的巨大收益。AMI 通过动态定价促进需求响应的能力具有特别的前景，这种动态定价超越简单的分时电价而允许价格依据当时的系统状态而变化。

动态定价的成本效益已经在大规模工业和商业用户中得到体现。

动态定价的成本效益已经在大规模工业和商业用户中得到体现，即便他们的计量成本更

高。^[1] 最近研究的焦点集中在居民和更小规模的商业用户上。试点项目表明，电价高时参与试验的居民用户人群会减少用电。^[2] 然而小规模商业和居民用户利用这些电表对动态定价能力的监管承诺往往滞后于其安装。这种情况的出现部分归咎于针对典型小规模用户可能对电价成本信号的敏感度如何的持续争论，特别是平均电费开支仅占家庭开支的 2%~3% 时。^[3] 这也反映出用户对 AMI 技术、不均衡的电费账单（特别是超乎预期的高电费账单）和动态定价对低收入用户影响差异的反应表示关切。本章将讨论目前需求响应计划的性质和影响，并评估特别通过居民用户扩展的需求合约潜力的证据。

平均电费开支仅占家庭开支的 2%~3%。

该讨论特别指出一个对监管机构和电力公司都很重要的问题：在快速全方位的推广应用高级量测体系（AMI）技术和在启动后一阶段安装前对先期应用的经验进行评估的分步应用之间如何平衡。AMI 表计的推广快速增长得益于一些州的立法指令，包括加利福尼亚州、宾夕法尼亚州和得克萨斯州以及《2009 年美国复兴与再投资法案》对智能电网的激励拨款，该法案要求电力公司在系统内广泛安装 AMI 设备。截至 2011 年 9 月，全国已安装约 2 700 万只 AMI 表计，预测表明到 2015 年的安装数可能达到 6 000 万只（40%

的电力公司用户）。^①

如果广泛共享这些项目的信息就能够帮助完善 AMI 促进需求约定的各种预估潜在效益，通报系统范围内采用该设备的全部成本估算，以及强调应用这些技术所面临的技术和人为因素的挑战。没有承诺近期部署 AMI 的电力公司和公共事业委员会可以使用这些信息来决定何时以及如何来经济地使用高级表计。

7.1 为什么要约定电力需求

正如前面章节讨论的，电力系统必须在每一时刻及时精确地平衡电力供应和需求。系统运行人员以往主要通过供应侧工具来保证电力供应和需求的平衡：调度员调整机组的调度计划来满足所预测的需求，当预测更新时调整调度指令，并使用辅助服务来调整实时需求与预测的偏差。可以预测的分时、分日和分季节的需求变化与电力供应边际成本的变化相关，而该边际成本则根据两、三个因素规律变化。

更重要的是，没有预测到的发电厂或输电网可用性或异常高的负荷需求变化，例如在 8 月一个酷热下午的空调负荷，可能会使向用户额外供应 1MWh 电力的边际成本增加 5 倍或 10 倍甚至更多。例如比较一下 PJM 联网区域 2010 年平均日实时趸售电价（见图 7.1）与 2010 年夏季两天中的小时电价。

^① 由于 AMI 的部署应用经常推迟或暂缓，因此该 2015 年的预测可能比较激进。

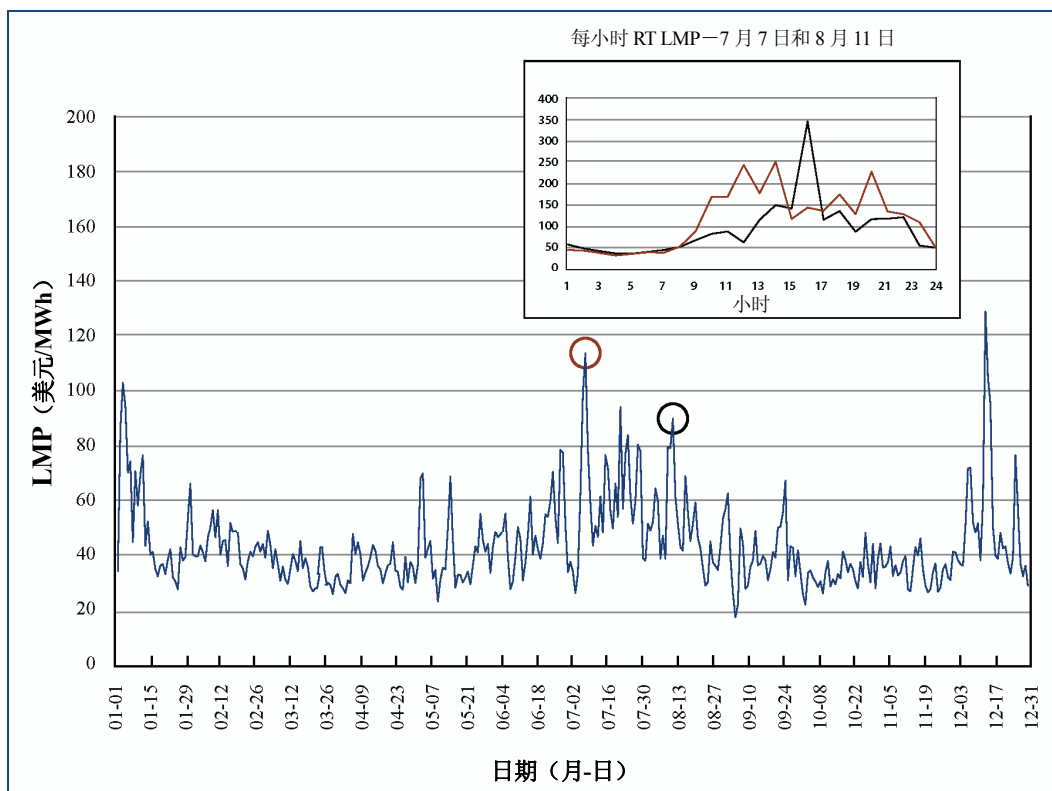


图 7.1 PJM 联网公司 2010 年日平均电价与所选时段平均实时节点边际电价 (RT LMP) 对比

资料来源: PJM, “月节点边际定价”, <http://pjm.com/markets-and-operations/energy/real-time/monthlylmp.aspx>.

尽管这些成本有波动, 但美国的大部分电力用户, 包括几乎所有小规模的商业和居民用户所面对的是在一天或一周之内不会变动的零售电价。一些用户面对的电价甚至可能不会发生季节性的变化。因此, 这些用户就没有将其用电从高峰时段转移的积极性, 电力消费可能会形成很高的峰值。^[5] 预计北美地区全年高峰需求时间不到 1% (即 8 760h 中仅有 60~100h), 却占容量需求的 10%~18%。如第 1 章所述, 通过一年中高峰需求对平均负荷的比率来度量的需求峰值总体上一直在攀升。该问题影响到发电容量以及输配电网容量, 因为所有这些都必须在所有时刻和所有地点满足预测的最大需求 (加上安全裕度)。

通过引导用电模式改变, 特别是当系统容量利用率和能源的机会成本较高时, 需求响应计划可以降低维持系统平衡的总成本。联邦能源监管委员会 (FERC) 对需求响应的定义如下: 为对电价变化, 或为引导在趸售市场价格高时或系统可靠性被危及时减少用电而设计的激励型支付方式的变化做出反应, 需求侧相对其正常用电模式所发生的用电变化。^[6]

正如联邦能源监管委员会 (FERC) 定义所表明的, 这些计划一般依赖于两种截然不同机制中的一种。“负荷管理或控制”计划激励用户对系统运行人员的指令或信号做出响应, 或安装一个开关给运行人员或第三方电力交易整合机构 (third-party aggregator) 对用户负荷进

行直接控制，来降低其用电至基本水平或预期水平之下。另一个选择是，当用户面对随系统供应状态变化的价格并决定减少用电时，或当用户评估电力价值低于观察到的当前时段电价时而转移用电（或增加低价时段的用电，或两者都做），那么“电价敏感的需求”情况就自然出现了。

实际上，在这些机制中用户负荷响应的差异可能较大。进一步区分系统运行人员、电力公司或第三方电力交易整合机构直接控制负荷响应的可调度计划与基于用户对电价或其他信号自发响应的反应式计划之间的区别可能是有用的。在电力公司或竞争性能源零售商的层面上，这些机制并不需要非此即彼：动态定价可以提高可调度负荷控制计划的吸引力，并鼓励用户对他们接收到的电价或其他信号作出响应（人工地或自动地）。

降低能源消费是约定能源需求经常给出的第二个理由。需求响应度与能源效率或能源节约是有区别的，尽管二者可能相关但一个并不代表另一个。^[7] 需求响应计划一般集中在减少特定时段的用电，并经常将用电转移到其他时段，而能源效率与节约计划的目标是降低总的电力消费。当高峰时段的用电被取消而不是被转移时，通过需求响应可获得一些节约，设想在夏季工作日下午调高空调温度或关灯是怎样的效果。^[8] 但是另一些高峰时段的用电，例如烘干衣物，可以简单地调整其用电计划，降低与很多动态定价结构有关的低谷电价可进一步增加低谷时段的用电。需求响应的直接净效果

是降低还是增加总用电量最终是一个经验问题，估计在可能产生的净影响上有较大的不确定性。

需求响应度与能源效率或能源节约是有区别的，尽管二者可能相关但一个并不代表另一个。

然而，高级量测体系（AMI）电表中用电数据的细节和及时性可以为节约用电目标提供额外的支持。例如详尽的用电数据可提供洞察的机会，对建筑物用电进行调节并降低用电。目前，一些第三方电力供应商提供基于详细用电数据来优化建筑用电的服务，且随着 AMI 部署的扩展，这一市场未来可能有较大增长。⁹ 在居民应用领域，研究越来越集中于通过反馈机制采取行为干预来减少用电。在积极的社会规范背景下，例如能源节约，这些机制经常会提供用电行为信息和评估。例如这些机制可能会分析所报告的用户与其邻居进行用电比较的影响。^[9] 在居民用电方面，这可能涉及直接的实时用电信息或后期间接的反馈信息，以形成连续性的信息，如图 7.2 所示。虽然 AMI 是位于连续信息上端的直接实时反馈系统的一个组成部分，但也能间接为反馈机制提供更多细致的信息。^[10]

美国需求响应计划在近几年有显著增长。

7.2 当今的需求响应计划

美国的需求响应计划在近几年有显著增

① 例如，南加利福尼亚州爱迪生公司最近与能源管理公司 EnerNOC 签署合同支持安装 AMI 的商业和机构用户能够访问“智能效率委托（EfficiencySMART Commissioning）”软件。该公司承诺参与的站点“将会节约可设定地址的总电费支出的 10%或更多”。^[12]

长。联邦能源监管委员会（FERC）在其 2006 年、2008 年和 2010 年双年调查（于 2007 年、2009 年和 2011 年公布，报告在调查日期前的全年数据）中通报需求响应计划参与情况。根据 2010 年的调查，FERC 记录了 5 300 万 kW 的潜在高峰负荷参与了各种需求响应计划，自 2006 年调查以来增长了 80%。约占美国用电量

60%的商业和工业用户，主要通过各种负荷管理计划，历来占参与需求响应计划负荷的大部分。近来，允许用户或第三方电力交易整合机构在趸售市场竞价的需求响应计划迅速攀升，现已构成需求响应参与负荷最大的一类，如图 7.3 所示。

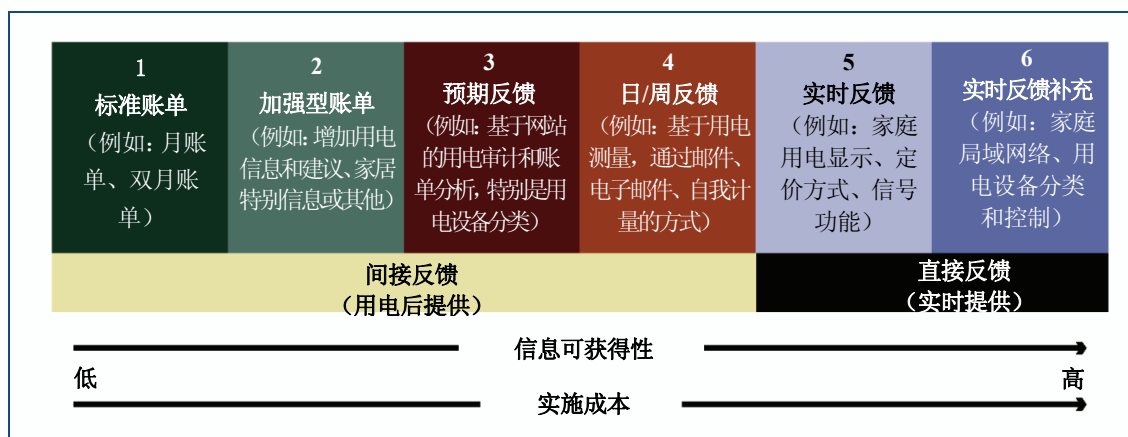


图 7.2 信息反馈的连续环节

资料来源：电力研究院：居民用电反馈：研究综合分析及经济框架（加利福尼亚州帕洛瓦托，2009 年）。

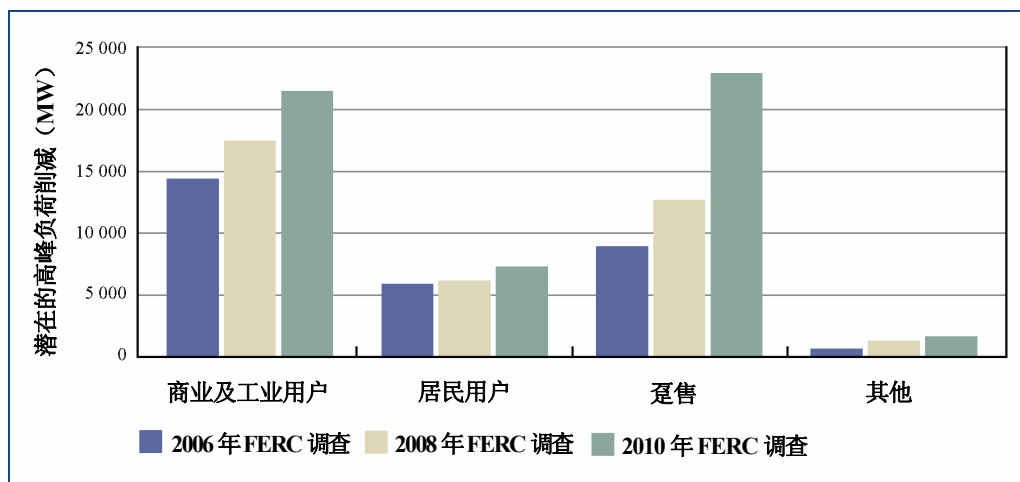


图 7.3 2006 年、2008 年、2010 年联邦能源监管委员会（FERC）调查中按用户类别报告的美国潜在高峰负荷削减情况

资料来源：联邦能源监管委员会，2006 年需求响应及高级计量人员报告评估（华盛顿特区，2006 年）；联邦能源管委员会，2008 年需求响应及高级计量人员报告评估（华盛顿特区，2008 年）；联邦能源监管委员会，2010 年需求响应及高级计量人员报告评估（华盛顿特区，2011 年）。

测量需求响应的潜力是具有挑战性的。联邦能源监管委员会（FERC）的“潜在高峰负荷削减”，相比预计系统需求在高峰时段的削减来说，是一个衡量参与需求响应计划总负荷的更好指标。尽管如此，目前它仍提供了跨系统全时段的最大可比性，^①在这方面有望取得进展。北美电力可靠性公司（NERC）正在开发需求响应可用性数据系统，以编纂需求响应参与情况报告，并收集用户对系统“事件”的实际响应以提高需求响应资源的数据准确性和可预测性。^[13]目前，NERC的工作集中在第一、第二阶段，仅考虑系统运行人员能够调度的对可靠性驱动的事件进行响应的可调度、可控制的资源。在第三和第四阶段，工作将会扩展到不可调度的、反应式的（被定义以包括价格调控）需求响应资源。NERC的目标是开发基于性能的数据，这些数据将增强在测量和使用需求响应资源中满足一个或多个核心目标的行业信心。

测量需求响应的潜力是具有挑战性的。

需求响应计划可能有不同的目标。最早和最普遍的目标着重于可靠性。以此为目标的计划通常通过负荷管理引导用户降低负荷，以对系统紧急情况或当电力需求预示将超出发电可供应能力或输电网容量的时段作出响应。

较近期的计划已开始侧重于降低非关键的高峰时段的用电以及平缓整个时段的负荷需求。

较近期的计划已开始侧重于降低非关键的高峰时段的用电以及平缓整个时段的负荷需求。如第1章所述，在资本密集的电力行业，由于电力没有库存且存储能力有限，为满足最大预期负荷需求而大规模建设的发电、输电和配电容量却可能在大部分时段利用不充分或闲置，这将增加供应既定电量的长期平均成本。对“峰荷”问题的解决方案集中在经济激励、价格政策和监管，以鼓励对供电容量的高效投资和利用。当然这些方案可以补充可靠性目标，但其关注点趋向于长期效率而不是短期运行需要。着眼于峰荷管理的需求响应计划的最大增长来自于允许需求侧参与长期容量趸售市场的地区。

最后，进一步利用需求侧资源来帮助平衡实时电力供应和需求是有机会的，特别是对具有较多波动性能源，例如风能或太阳能发电的地区。如第3章所述，如果能对负荷做出快速可靠的调整，需求响应或许可替代灵活的供应侧的监管服务或电力存储。随着波动性能源（VERs）的渗透和负荷重要性的增加，这种响应性的价值也将随之上升，特别是易调节和可预测的负荷能够通过自动控制做出快速响应，例如空调和电动汽车充电。出于该目的，采用

① 参与 FERC 调查测量的“潜在高峰负荷削减”由于众多原因并不一定转化为预期的或在某一指定时段可达到的实际负荷削减。例如，在一个需求响应事件发生时，用户可能没有正在使用其全部登记的负荷；当地的输电拥堵可能导致非拥堵区域用户的需求响应无关；或者由于计划的局限明确或不明确地限制了系统运行人员通知指定用户降低其负荷的频率或时间。最后，自发需求响应计划通常比直接负荷控制或强制性响应计划提供较少可预测的和降低的每兆瓦登记负荷的全部响应。FERC 报告，实际需求响应综合平均少于三分之一的潜在高峰负荷削减，且该数据在不同区域和不同年度的变化较大。

有规模的需求响应的可行性对不同类型的计划和运行可行性会有较大变化，特别是对纯价格调控的需求响应仍待证实。此外，在一些地区需要改变市场规则和可靠性标准，以使得需求侧资源充分参与提供电力平衡服务。^[16]

用于实现这些目标的需求响应计划的设计各有不同，可大致分为负荷控制计划、趸售市场调控计划，以及用户价格调控计划，如图 7.4 所示。

7.2.1 负荷控制计划

当前，需求响应计划的绝大部分主要由负荷管理或控制计划构成。自 19 世纪 60 年代后期以来，负荷服务型实体、垂直管理电力公司和系统运行人员用其来保持可靠性，最近开始

纳入更广泛的削峰目标。很多这些计划提供的直接、经常的可预测负荷削减在对系统紧急情况做出响应时特别有价值。这些计划也可以通过削减如第 1 章所述随着空调增加而不断增加的高峰负荷，降低工业负荷比例和不随系统状态变化而变化的零售价格来降低成本。^[17] 虽然各公司间的计划在运作细节上各有不同，但总体可分为三类：紧急支付，可中断供电电价和直接负荷控制。作为鼓励，参与需求响应计划的用户通常会得到报酬或电价信用。FERC 最近的调查显示，全国约 62% 的潜在高峰负荷削减得益于负荷管理计划，并且该比例还在不断上升。^[18] 图 7.4 归纳了在不同类型负荷控制计划中注册的负荷总和（MW）。

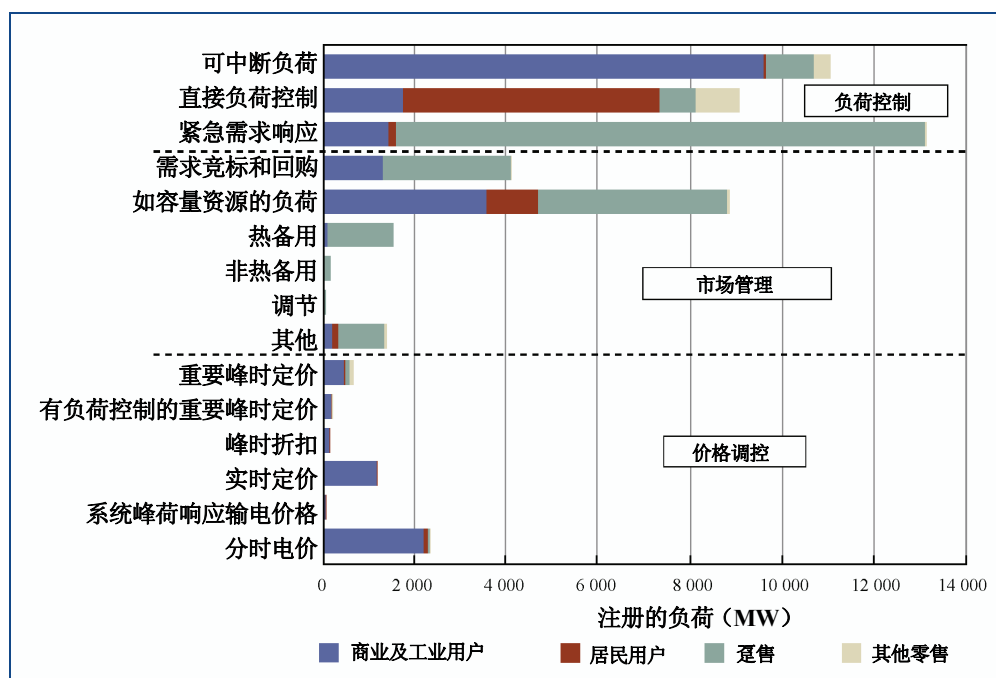


图 7.4 按需求响应计划类型和用户类别注册的负荷情况

资料来源：联邦能源监管委员会，需求响应及高级计量人员报告评估（华盛顿特区，2011 年）。

由于趸售需求响应注册急剧增加，“紧急情况计划”是目前需求响应计划注册容量中最大的一类。对于在可靠性事件期间削减需求的用户，这些计划提供了激励补偿，对削减的用电量给予从 150~1 000 美元/MWh 的补偿。^①但是紧急情况计划中的限电一般是自愿的，并没有为电网运行人员或负荷服务机构提供如直接负荷控制或可中断供电电价计划同样程度的负荷削减。2010 年，紧急情况计划占全国削峰潜力的 25%。^[19]

注册容量的第二大类包括“可中断或可削减负荷电价”。这些计划主要集中在大型商业和工业用户，在紧急情况期间，这些用户减少用电将获得价格折扣或信用。在一些情况下，第三方电力交易整合机构能够把较小的用户联合起来提供可中断需求。如果用户未遵守限制用电信号可能会面临严厉处罚，这将确保这些计划执行时能够获得预期的负荷削减。在联邦能源监管委员会（FERC）2010 年的调查报告中显示，可中断供电电价占全国峰荷削减潜力的 20%，且被调查者表示还将大幅增加这些计划登记的负荷。^[21]

用户设备或装置由负荷服务机构或电网运行人员通过开关或电表直接控制的“直接负荷控制”计划，是需求响应计划注册用户数量最大的类别，也是全部登记的峰荷削减潜力的第三大类。在联邦能源监管委员会（FERC）2010 年的调查报告中，直接负荷控制占全国峰荷削减潜力的 17%。尽管这些计划向所有类别用户

开放，但居民用户的参与尤其踊跃，有超过 500 万个居民用户注册参与。中央空调和电热水器占全国居民高峰负荷的 70%，并且是居民直接负荷控制计划中两个最普遍的控制目标。^[22]由于负荷在系统运行人员的管理下，这些计划提供了响应预测性高的可调度负荷。在 FERC 2010 年的调查中，被调查对象通报了在近期直接负荷控制计划最大的预期增长，在这些计划中注册的负荷预计到 2015 年将增长到 6 300MW。^[23]

如第 5 章所述，随着电动汽车的不断普及，对充电站的直接负荷控制计划可提供增加需求响应潜力的新目标。

大多数负荷管理计划相对应用较少，因为这些计划是设计来保证紧急情况下的可靠性，特别是对直接负荷控制计划来说，是为提供一年之中少量小时的削峰作用。

大多数负荷管理计划相对应用较少，因为这些计划是设计来保证紧急情况下的可靠性，特别是对直接负荷控制计划来说，是为提供一年之中少量小时的削峰作用。为确保可靠性的负荷削减量一贯比可用的高峰负荷削减潜力低得多。例如，据报告在 2001 年调查的 30 个负荷管理计划中有 14 个在该年仅运作了一次甚至一次都没有，然而该年美国部分地区却经历了创纪录的高峰负荷。^[24]在联邦能源监管委员会（FERC）2010 年的调查中，被调查者报告

① 这些是大多数美国电力市场最大发电趸售价格的范围。例如，2010 年西南电力库、中西部电力市场、得克萨斯州地区电力可靠性委员会的最大趸售价格分别为 396 美元/MWh、343 美元/MWh 和 1 102 美元/MWh。趸售价格提供了一个激励报酬的适当基准，因为其反应了包括电网状态的能源成本。

了相当于 30%峰荷削减潜力的实际负荷削减。例如，据纽约独立系统运营商估计，2001 年夏季 4 次限电事件中每一次的可靠性收益范围为 80 万~340 万美元，整个夏季可靠性收益总和超过 2 000 万美元。然而，很难在全国范围内对可靠性相关的峰荷削减的美元价值进行测算，特别是当这些负荷削减的使用、系统状态和成本在全国各地差异很大的情况下。

虽然基于激励的计划本身并不会限制其使用频率，但大多数运行经验却已成为为呼吁在一年中很少几天或几小时内实施负荷削减而明确或含蓄设计的计划。导致这样结果的一个诱因是出于对“需求疲劳”的考虑，即如果实施太频繁可能会使用户响应的及时性降低或从计划中退出。这就导致很难推断拓展这些计划以追求可靠性之外的目标时用户的参与度和响应度，例如峰荷管理的情况。而在设计良好的试点试验中，这可能是一个成果丰硕的领域。

7.2.2 趸售市场管理的需求响应计划

过去 10 年间，已出现一些新的趸售市场需求响应计划，并发展迅猛，如图 7.4 所示。^[26] 2010 年报道的全国峰荷削减潜力约有 27% 系由独立系统运营商 (ISO) 或区域输电组织 (RTO) 实施的计划所贡献的。这些计划根据容量、能源价格或需求竞价以及辅助服务项目进行分类。设计“容量市场计划”是为激励市场参与者承诺负荷削减以替代增加发电容量。随着大型用户参与远期容量市场竞价，承诺减少未来负荷需求被称为替代新发电容量（不建设）时，这些计划的注册不断增加。与此相反，“能源价格计划”通常是日前或小时前计划，承诺近期

负荷削减。在许多趸售市场，允许向用户提供越来越多的“辅助服务”，例如热备用，非热备用，和用来确保供需实时平衡的调节。辅助服务项目占趸售需求响应的比例很小，但在不断增长，特别是在得克萨斯州地区电力可靠性委员会。^[27]一些 ISO 和 RTO 也会基于能源价格对紧急情况期间的自愿负荷削减给予补偿。^[28]

商业和工业用户与趸售电力购买者一起组成趸售计划注册负荷的大部分。大型的商业和工业用户能直接注册和参与这些计划。他们的用电量能够在承担了高级电表和控制设备的成本后仍能实现净节余，且不论是直接地还是通过电力整合机构，他们经常能够更好地遵从参与趸售计划所要求的交易。总的来说，这些因素增强了提高需求响应及时性的吸引力。较小的用户可以订购第三方电力交易整合机构或“限电服务供应商”提供的服务，而这些供应商转而代表其用户参与趸售计划。^[29] 如果电力公司或系统运行人员通知削减负荷，电力整合机构就要负责找到可削减的需求负荷。例如 2010 年，康惠公司通过多种计划，还有长期容量合同，或者代表电力公司或其他用户管理的计划，集聚了近 8 000MW 的居民负荷。^[30]

当部分这类计划置于动态定价电价之上时，不经济的行为也会受到鼓励。联邦能源监管委员会 (FERC) 第 745 号令建议对负荷削减按趸售市场价格从基准电量起进行支付，^[31] 但当用户并没有承诺购买基准电量时，这样做将会对负荷削减给予过度补偿。^[32] 面临高电价的用户一般会减少用电，对这些削减的电量给予相当于双倍补偿的额外报酬。实际上他们将销售他们并没有购买的东西，他们将会既减少

电费账单又因此获得补偿。

如果用户没有提前承诺购买一定数量的电能或特定的负荷曲线，要确定有资格获得补偿的需求响应电量需要进行困难的反事实分析。倘若没有参加这个计划，固然不知道会购买多少电量。相对历史负荷水平或行政确定的基准电量对负荷削减进行需求补偿的趸售计划，会鼓励用户操控基准电量，或根据其私有信息以预先确定的基准电量和其真实用电模式之间的差异来获利。^[33] 需求参与长期容量市场也会引起可能承诺未来几年签约的需求削减的可验证性和可信度问题。

研究发现

一般来说，对从基准电量削减用电的用户进行补偿的需求响应计划会给予过度补偿，并激励用户采取策略行动。

7.2.3 价格调控的需求响应计划

价格调控的需求响应计划面对的是接受零售价格的用户，其价格随时反映市场价格的变化或电力供应的机会成本。这些计划背后的原则是，用户只有在认为电力消费的价值大于购电成本的情况下，才会调整其用电模式。四个最常见的随时间变化的定价结构是：分时电价、实时电价、重要峰时电价和峰时折扣电价，这些计划比前面几类要小得多。在联邦能源监管委员会（FERC）2010年的调查中，所有用户电价调控计划注册电量的总和仅占全国注册高峰负荷潜力的8%，在居民用电负荷中所占比例微乎其微，但这些计划对未来需求响应是最具前景的。

如图 7.4 所示，最常见的随时间变化的价

格形式是“分时电价”。其大约注册有 110 万个居民用户，25 万商业和工业用户，约占所有需求响应计划注册峰荷潜力的 4%。^[34] 分时电价提前设定时间价格曲线，并通常在一个季节内保持不变。例如，夏日分时电价可能会设定一个较低的低谷电价，其主要适用于工作日的夜间、清晨和周末的一些时段，以及一个较高的峰时电价，适用于工作日下午和傍晚。这种可预测的和稳定的时间价格曲线能够鼓励用户改变长期用电模式，例如，避免傍晚使用洗碗机。然而，虽然价格表反映出在平均需求较高的时段成本也较高的事实，但分时电价并非真正是动态的。例如，其并没有区分 7 月正常的工作日下午和 7 月异常炎热的下午空调负荷猛增或一台大型发电机组意外停机的情况。

动态定价能够对这些情况进行响应，但是不同动态定价计划的价格变化频率相差较大。其中一个极端是“实时定价”计划，该计划每小时（或更加频繁）的零售电价变化将反映系统边际能源成本的实际变化。另一个极端计划是阶梯分时电价，对所谓的重要高峰时段而言其价格变化不是很频繁。“重要峰时定价”计划使电力公司提前一天指定需求预期将会异常高于可供电量的少量天数。在这些天里电力公司收取的峰时电价是平常高峰时段分时电价的几倍。“峰时折扣”的运作类似于重要峰时定价计划，用户在指定的重要高峰时段削减低于行政设定的基准电量的用电将得到折扣信用，而不是为在这些时段内的用电支付额外费用。峰时折扣计划也遇到前面所述的与趸售市场管理需求响应计划同样的基准电量计算的挑战。

所有这些动态定价计划都没有考虑重大的

峰荷削减的参与。注册的用户几乎全是商业和工业用户，以及这些领域的大用户。然而这些计划非常具有成本效益，例如，在东南部的几个电力公司，包括佐治亚电力公司、杜克电力公司和田纳西流域管理局，长期向其大用户提供有差异的重要峰时电价、提前一天的分时电价，或者实时定价电价，并在用户满意度和峰时需求管理方面都取得较大成功。佐治亚电力公司估计，其实时定价用户在 2000 年初削减峰时负荷 17%，约 800MW，大致相当于从必须调度的容量中减少了一个大型的基荷发电厂。^[35]

许多在其大型商业和工业用户中实施有限的动态定价计划的电力公司放弃了大量有成本效益的峰时负荷管理的机遇。因为可中断负荷计划与紧急响应计划是根据不同的目标和限制进行设计的，其在这方面很少有动态定价计划的替代选择。我们的报告跟踪了最近关注的针对居民用户延长需求响应，特别是动态定价的政策讨论。但是在大型商业和工业用户中，特别是实时定价时，进一步推广动态定价计划可能会获得较大的收益。

许多在其大型商业和工业用户中实施有限的动态定价计划的电力公司放弃了大量有成本效益的峰时负荷管理的机遇。

为什么关注政策讨论中的居民用户呢？直到最近，所需计量系统的高昂成本阻碍了价格调控需求响应计划向大部分居民和小型商业用户延伸。虽然在 2010 年，支持商业和工业用户动态定价的计量成本约为每个用户连接 750~5 000 美元，比居民用户的成本要高，但这些成本仅占大型购电者潜在成本节余中的很小部分。^[36] 现在

高级量测体系（AMI）技术在许多系统中的应用使这些电力公司能够向居民用户提供至少一个动态定价选项，或许在现行非动态电价框架基础上，额外就没有或少有增量成本。在联邦能源监管委员会（FERC）2010 年的调查中记录了一些现行的分时定价和动态定价计划的删减部分，尽管这可能在很大程度上反映了调查方法的改变，对建立未来需求响应计划中报告的动态定价计划仍有一些预期增长。^[37] 电力公司实施动态定价的经验，能够为诸如用户教育、服务要求、预期可选计划的理解以及预期负荷响应的可预测性等一系列问题提供参考。我们接下来将转向这些问题的现有证据。

高级量测体系（AMI）及相关技术的应用加强了对供电条件的潜在需求响应，这使提高能源效率和能源节约成为可能。

7.3 对新增需求约定的预测

高级量测体系（AMI）及相关技术的应用加强了对供电条件的潜在需求响应，这使提高能源效率和能源节约成为可能。评估这些预期收益的大小对确定 AMI 相关投资的经济价值至关重要，但是该工作面临着巨大的挑战。

7.3.1 加强需求响应

引入新的需求响应计划的总效益取决于需求对系统状态做出响应所产生的兆瓦量级的变化，预计由本计划所产生的兆瓦量级的响应，以及该响应的确定性。对不同的服务区域和计划设计，每个因素可能会有很大变化。

需求响应的预期兆瓦级经济价值可能是

用于计算的最直接的要素。它反映了在某一指定时刻系统运营商和电力公司已经计算过的，被规避掉的供电成本或限电的影子成本。对不同的系统在不同的时间，这个值的变化可能很大。例如，由于过去的容量投资、经济紧缩或人口下降，很多区域目前以高于预期高峰需求的大量备用裕度运行。^[38] 对于预期没有足够的高峰备用裕度的系统，尽管效益可能是巨大的，但在为降低峰时用电而设计的计划中，新增的注册用户可能会产生较少的近期效益。

评估需求响应的预期影响涉及预测用户的参与率，以及在一个给定的计划中以参与为前提的用户响应，这两者都难以评估。对需求响应的典型分析主要集中于注册用户的平均负荷变化，而较少关注用户参与度决定因素的建模或负荷响应的确定性或分布。一些复兴法案资助的试点项目正在调查研究这些问题，改变计划的设计将使挑战更加复杂化。例如，将直接负荷控制计划的目标从不频繁紧急情况或削峰指令变为更加频繁的负荷平衡作用，可能会导致以往用户参与度和响应结果数据不能为未来提供参照。拓展目标人群来向以大型工业和商业用户为主的计划增加居民用户，或改变工具，也就是从直接负荷控制至动态定价，可能需要

进行新的试验和数据以预测响应。如果系统运营商缺乏准确的预测模型，不知何时、何地 and 有多少负荷将进行响应，使用动态定价调控的需求响应尤其难以估值。^①

使用动态定价调控的需求响应尤其难以估值。

鉴于这些挑战，至少三个信息源可以帮助减少效益计算的不确定性：

(1) 模拟方法，这对评估程式化的经济案例的总体可能性和确定哪个参数或假设最关键是很有用的。

(2) 试点计划和示范项目，能对用户响应的参数和计划设计变量的影响提供反馈。

(3) 大规模应用的经验，有助于在较大人群、较长时间和实际应用的情况下，对用户响应的估计更加准确，并能提供应用的实际成本及其如何与预测偏离的数据。

7.3.2 模拟分析

通过对动态定价的理论分析，能够看到广泛应用动态定价的潜在效益的来源和大小，集中对实时定价在全系统范围内的应用进行模拟分析产生了一些广泛一致的结果：^②

(1) 价格每小时或更加频繁变化的实时

① 一些人表达了对该挑战可能太艰巨进而威胁到电网系统稳定的关切，例如，最近的工作展示了一个独立系统运营商（ISO）模型中电价敏感需求的潜在不稳定影响，该模型忽略以往的电价、电价改变的影响和其自身过去预测的误差，仅使用过去时段的负荷数据来预测未来负荷，并设定电价以使发电量与预测负荷相等。^[41] 这个分析与经济学中经典的 cobweb 模型紧密相关，其在大多数情况下没有多少说服力，因为参与者是比模型假设更加复杂的预测人员。^[42] 正如大量值得考虑的国际上和美国在用户对紧急负荷管理响应下的调度，趸售价格调解，用户分时价格，以及动态定价项目的经验所表明的，预测无功需求负荷是困难的，但可以解决。

② 电力效率研究所最近的一份白皮书中，模拟了高级量测体系（AMI）推动的对四种类型电力公司需求响应的生命周期成本和效益。^[43] 该白皮书可被视为提供了一个分析框架而不是 AMI 投资净收益的模拟结果，因为一些参数在各类公司间是不同的，关注的焦点是高水平的累计回报而不是对参数值或模型假设敏感性的分析。

定价计划可以在合理的需求弹性假设下大幅降低峰时用电。长远来说，这将降低对调峰发电厂的必要投资，从而获得较低的平均成本。^[39]

(2) 大部分全面实施实时定价的潜在经济效益可以在没有对用户全面覆盖的情况下获得：在模拟中，将不到 1/3 的负荷纳入实时定价中能够产生约一半的潜在效益。即使未调整用电模式，沿用基于平均成本的单一电价的用户将获得大部分由实时定价产生的成本节约，这表明在自发动态定价计划中存在“搭便车”的问题。^[40]

(3) 动态定价计划不一定降低总用电量。虽然峰时电价相对于单一电价有所提高，但非峰时电价却有所降低，这将鼓励更多的非峰时用电和负荷转移。如果非峰时用电的增

加超过了峰时用电的下降，则总用电量将会上升。^[44]

(4) 实时电价加剧了电费账单的波动性。每年电费的大部分是在电量少但电价高昂的高峰时段增长较快，这表明每月电费账单的大幅波动，特别是对其需求与系统负荷相关的用户（例如在系统高峰时段使用更多空调的用户）更是如此。使用户能够获得账单管理或降低账单电费波动的冲抵策略，将对鼓励用户采用实时定价政策发挥重要作用。^[45]

总的来说，这些模拟结果对于定性评估动态定价对用电的影响十分有用。然而，由于有许多简化的假设并依赖于一些实际参数值，因此理论研究无法取代从试点项目或大规模实施计划中获得的经验证据。

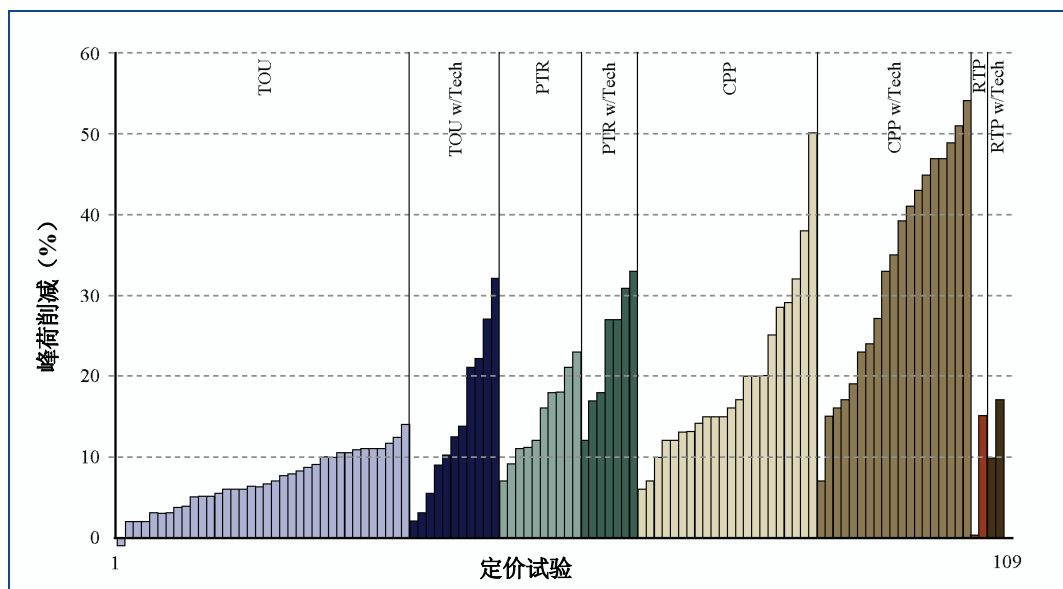


图 7.5 动态定价试点项目的高峰负荷削减（按价格设计和技术分类）

注：TOU：分时定价（time-of use pricing）；Tech：技术（technology）；PTR：峰时折扣电价（peak-time rebate）；CPP：重要峰时定价（critical peak pricing）；RTP：实时定价（real-time pricing）。

资料来源：A. Faruqui，“电网之道”，于 2011 年 8 月 24 日在密歇根州兰辛举办的密歇根州智能电网合作会议上的发言。http://www.brattle.com/_documents/UploadLibrary/Upload973.pdf。

7.3.3 试点计划

过去 10 年,许多小型和少量大型试点计划已经在居民用户层面开展了不同形式的动态定价试验。由复兴法案支持在全系统范围内部署的高级量测体系 (AMI) 投入运行后,将在近期逐步收集更多的数据。遗憾的是,从大部分试点项目得到的数据通常不对外部研究者公开,因此难以得出综合结论。图 7.5 显示由 Brattle 集团的研究者在其 24 个试点项目中实施了 109 个不同价格和技术干预而得到的私有数据基础上所做的汇总。^[46] 在图中,每个长条代表一个不同价格和技术的变化,长条的高度表示观察到的高峰负荷削减。这些结果按价格设计和该计划是否向用户提供了技术手段来进行分组。技术手段包括,可编程控制恒温器,节能灯或可指示高价时段的“球灯”(orbs),或者家庭范围能源管理系统。这些结果在每个价格设计和技术类别中按升序排列。这些结果表明与证据是一致的,即用户通过降低高价时段的用电量对动态价格进行响应,在某些情况下,削减的幅度很大。这些结果是证明用户将对价格信号进行响应的有力证据。推算这些结果并进行具体的定量预测会有较大问题,在图 7.5 的试点项目中,对参与用户平均峰荷削减的估计差异超过 10 倍。即使结果按价格设计分组,仍然存在巨大的响应差异。该差异可部分由每个试点项目在高峰和非高峰时段的价格差异大小,中央空调在用户中的普及,试验期间的天气,以及自动化技术的可获得性来予以解释,而所有这些内容均涉及电力公司具体的调整。^[47] 可是,即使采用许多交叉研究参照,仍然存在相当大的不均匀性。^[48] 对潜在需求响应

量化幅度是高级量测体系 (AMI) 投资的重要商业或政策决定因素这种情况来说,有必要采用更多的数据或经济模型来提高预期平均削减负荷的精确度。^[49]

在试点项目中,对参与用户平均峰荷削减的估计差异超过 10 倍。

此外,试点项目的结果应予以谨慎解释,并关注单个试点项目的设计和实施的質量。

此外,试点项目的结果应予以谨慎解释,并关注单个试点项目的设计和实施的質量。应强调几点告诫事项:

(1) 最重要的是,尽管试图对试验组和控制组采用试验规程,但实际上所有研究都带有不同程度不同形式的用户参与选择偏见。在大部分情况下,“试验”组(动态定价)和“控制”组(标准电价)从自愿参与试点项目的用户中选择。在许多试验中,允许被指派参与动态定价电价(“试验组”)的用户从研究中退出,转到标准电价组。参与的随意性意味着参与者可能来自最愿意对价格信号进行响应的用户,结果可能就不代表整体用户群。

(2) 试点项目参与者可能是指定服务区在类似可选动态定价电价情况下进行登记的用户代表,但是从一个项目类型或区域到另一个项目类型或区域对参与率进行推测是困难的。参与率的决定因素看起来是确定整个项目效益的最重要的未知因素之一。不同项目的参与率相差较大,例如,从康涅狄格州照明与电力公司试点项目的 3%到全加州定价试点至少在初期时的 20%,都没有认真研究过。即使试点项目

的选择工作与可能参与自愿动态定价计划的用户行为有关，如果没有关于试点项目的用户选择标准，用户组成比例，用户参与率的相关性等信息，要对全系统范围计划的响应进行预测仍是困难的。这使得从试验中预测的参与率很难与实际中的具体电价下的参与率相匹配。未来的试点项目和系统部署将提供更多信息，且重点放在可选计划下的参与率决定因素。

(3)由试点项目提供的信息质量差异很大。许多试点项目参与的用户相对较少，这制约了数据统计推理的优势，并使试验结果推广到更广泛的用户群存在风险。而有的试点项目则没有可使分析人员测量试验组对非试验控制组做出响应的足够的控制组或基础数据。

(4)大部分试点项目研究报告的响应结果相对简单，通常是相对于基本负荷水平或控制组行为的平均峰荷削减，这掩盖了数据收集时间内的大幅波动。此外，面临动态定价的小组对平均响应的可预测性或响应的暂态分布很少进行分析，而这些信息对系统运行和需求响应的评估很重要。例如，在每个重要高峰日的5%峰荷削减，与在一半的重要高峰日的10%峰荷削减而剩余天（也许更热）内无削减的情况，对系统运行来说有着截然不同的影响，尽管在这两种情况下平均削减都是5%。

(5)用户对永久动态定价计划的响应可能与短期试点项目不同。长期响应可能会更显著，因为用户会对支撑技术进行投资或采取新的行动。当然如果试点项目引起了用户的较多关注，那么这种关注也可能随着时间的流逝而降低。尽管在连续两个夏季跟踪用户进行的两项研究中报告了在这两年中参与用

户的响应度相似或有所提高，很少有试点项目测量居民用户响应超过几个月或一年的，这表明第一印象在任何短期的新颖性或关注效果中都占有首要地位。^[50]

(6)很少有试点项目分析响应的分布或对用户群电费账单的不同影响，尽管这对考虑动态定价计划的监管者来说是应掌握的重要信息（在本章进行了详尽讨论）。有证据表明，大部分需求的削减来自相对少数的用户，但我们不知道这些用户是否可被提前确认并作为削减的目标，或这些用户的行为是否会持续。^[51]

高级量测体系（AMI）在系统范围内的推广应用和可选动态定价电价一起至少能提供一些可填补空白的必要数据。

7.3.4 系统范围内的推广应用

高级量测体系（AMI）在系统范围内的部署和可选动态定价电价一起能至少提供一些可填补空白的必要数据。由于电力公司启动项目、州立法授权或监管要求或智能电网投资拨款项目的实施，一些电力公司的系统已经于近期完成或即将完成AMI技术对所有或大部分客户的推广应用。许多电力公司已经提出或承诺在AMI部署后给予某些形式的动态定价；一些计划提供用户一个价格选择菜单。计划设计差异性很大，包括提供的动态定价选项、用户违约和选择进入或退出的规则，以及担保电费在动态定价下在某一特定过渡期间（通常是一年）内不高于以往电价下的电费的承诺或保障措施的可获得性方面都有较大差异。如果对这些计划的响应数

据以系统的和深思熟虑的方式进行收集，这种变化可有助于使从这些试验研究得出的对动态定价影响的预测更加准确或有效。

在智能电网投资拨款项目下的推广应用预期在结构化试验规程下进行用户响应数据的收集，对不受这些要求约束的系统应用也应该收集可以比较的数据，以便于在不同应用之间进行比较和学习。这些计划的规模，定价方案的多样性和正在进行的这些推广项目实施中不变的本质特征，使对用户响应的信息或许具有提升我们评估 AMI 推动的需求侧响应计划潜在效益的巨大价值。美国能源部努力在电力公司间建立对来自智能电网项目，包括智能电网官方网站 (SmartGrid.Gov) 和智能电网信息交流中心 (www.sgiclearinghouse.org/) 的数据分享机制，如果这些数据对研究者和未接受资助的电力公司开放，将产生重要的社会效益。遗憾的是，截至本报告编写时，这种开放仍未确定。对已经推广应用 AMI 技术的电力公司来说，促进数据的收集和确保数据的可获得性能够改善动态定价计划的设计，而对未承诺推广应用 AMI 的电力公司来说，也能够提升 AMI 应用决策的质量。

7.4 减少居民用电消费

自 1970 年以来，许多电力公司已经开展提高能源效率的工作，特别是对居民用户，其通过包括一系列目标的计划，例如从节能灯和电器至绝缘，以及根据气候情况跳闸来降低能源消费。2010 年的能源效率预算支出超过 54 亿美元，比 2009 年增长 24%，其中 88% 源于电力公司实施的项目。^[52] 电费支付者通常

是电力公司开展项目的资金来源，用户除每月电费外再支付一小笔附加费用以支持项目预算，而该预算将对参与用户提供电器折扣、能源审计和对各种提升能效的家庭改进的补贴。这些项目与适当的消费削减相关。最近的评估表明，美国许多地区相对于平均趸售电价或已规避发电成本 (avoided generation cost)，每节约 1 kWh，成本可节约 4 美分。^[53] 可是该计算并没有包括许多能效项目的个人成本：用户必须发生以实现能源使用削减的设备、仪器或家庭改进的额外成本。在这个层面上，除了其他与用电相关的社会外部性因素，成本基本抵消了由减少用电而产生的节约。这与更广泛的影响用电的目标一起促使行业和政策制定者来找寻新型的项目，这些项目聚焦于潜在的较低成本行为干预，或者基于信息反馈的影响较大的潜在项目。

有待开发的降低电力消费的潜力在于居民行为相对于传统消费模式的转化和改变。

如前所述，许多公司已经向商业或工业用户提供利用精细消费数据 (例如由 AMI 技术提供) 揭示成本效益变动从而降低能源消费的服务。有待开发的降低电力消费的大部分潜力在于居民行为相对于传统消费模式的转化和改变。

许多过去几十年的试验项目评估了对家庭用电信息反馈的影响。1974~2010 年，不同大陆的不同项目平均能源削减 (kWh) 从 4%~14%。^[54] 最近对使用室内显示的直接反馈试验项目的一个比较报告平均削减用电为 7%。^[55]

但是，能效和节约现场试验，或许甚至相对于需求响应试验来说，经常出现测量、评估和设计方面的缺陷，严重限制了试验发现的普遍性，可能导致参与者的样本无代表性或非随机性，因此不能普遍解决响应是长期的还是过渡性的问题。最近规模较大的一个项目跟踪英国试验组和控制组约 6 万名用户，尽管大量注意力放在项目设计和实施上，然而这些试验还是面临着较大的参与者选择和退出的挑战。^[56]

基于反馈的行为计划对用户是一个基于降低电力消费的正面规范的社会触动，最近几年针对这种项目的试验不断增加。尽管效果幅度始终较小，但看起来还是减少了用电。例如，最近对从 11 个电力公司试验项目（包括试验前观察，随机处理和控制组）采集来的庞大数据进行的分析表明约有 2% 的平均用电削减，范围为 0.9%~2.9%。^[57] 针对高消费家庭的项目可将影响提高到相对于处理前用电水平的 6%。很小的报告项目成本和净经济影响量化的试验

表明，行为干预可能具有成本效益，每节约 1kWh 的项目成本约 2.5 美分。^[58] 这个估算是基于商家运行的间接反馈活动，该活动使用对客户邮件，并不依靠技术。对最有可能响应个体行为干预项目的用户特征的研究将进一步提高项目的成本有效性。

反馈项目的经验更加广泛地提出了这一问题：是否是反馈的内容导致节约或仅仅是信息传递的发生率？即，是反馈的接收者发现提供的信息有用，或者是反馈行为本身提醒用户节约的目标？^[59] 尽管这个不同的因果仍未进行系统的试验，但有些结果还是一致的，即信息传递本身比内容更重要。例如，AMI 和实时显示处理的组合对前面提到的所有英国试验项目都与用电削减相关，除了苏格拉电力的试验项目，其最终报告推测，这可能与苏格拉电力表计更换被视为常规更换，而不是智能电表或研究试验项目的一部分这一事实有关。^[60]

框 7.1 OFGEM 能源需求研究项目

对所有已进行过试验项目以评估对用户信息反馈影响的电力系统，天然气和电力市场办公室（the Office of the Gas and Electricity Markets, OFGEM）在英国的能源需求研究项目以其范围大、时间长和技术干预范围广而值得注意。^[61] 自 2007 年以来，超过 6 万多来自四个不同能源供应商的居民用户参与了各种各样的试验项目（约 1/4 作为控制组），包括室内显示装置，详细计费，为降低或转移用电而设计的激励项目和高级计量表

计的测试。大学研究中心协助进行独立统计分析和项目设计；最终项目报告由咨询公司 AECOM 来准备。^[62]

研究发现的要点如下：

（1）总的来说，通过室内显示和高级计量表计相结合的致力于吸引和激励用户降低能源消费的计划，比没有采用这些技术中的一种或两种的计划更加有效。

（2）与 AMI 安装者交互的性质和质量显然对用户响应有影响，提高了行为干预与技术手段同样重要的可能性。

(3) 虽然在前面提到的研究中，许多干预行为记录了用电减少，但对进行相似干预行为测试的能源供应商而言，能源节约的一致性比较有限。

(4) 用户发现，价格和成本数据比其数

量或碳排放数据更加有用。

从这些项目得到的技术和管理经验为规划中的电力和天然气表计全国性推广应用提供了借鉴，可以向用户提供信息反馈。

鉴于当今的知识水平，降低用电的行为干预设计对下一步的试验和研究来说是一个有前景的领域，对于利用相对简单和低廉的信息反馈方式的干预来说尤为如此。初步试验表明，这类计划可以以相对较低的成本来设计和执行。另外，其对尚未承诺广泛应用 AMI 的系统来说，也是一个近期推进 AMI 技术合适的替代选择。这对于已经使用 AMI 表计但能源管理技术新增投资的成本效益性尚未清晰的用户来说也是一个可选项。

研究发现

尽管各种计划表明通过信息反馈有可能实现能源节约，但具有成本效益的行为干预设计值有必要进一步试验。

7.5 扩大需求约定：研究发现

如前所述，我们相信至 2030 年，在美国 AMI 将会广泛应用，动态定价至少将会成为可供广泛选择的一个选项。但单个系统将怎样，或如何向这个方向推进尚不清晰。尽管没有一个适合所有情况的建议计划，但还是有一些共性。在已经承诺全面部署 AMI 的系统的情况下，我们集中讨论第一种情况。

对正在其系统中部署 AMI 的电力公司来

说，动态定价计划具有潜在的较大收益的前景。

对正在其系统中部署 AMI 的电力公司来说，动态定价计划具有潜在的较大收益的前景。^[63] 为发挥这一潜力，电力公司必须认真规划、部署和支持向动态定价的过渡，包括大量的用户教育、交流与服务。动态定价计划可嵌入到向用户提供的电价菜单中。为促进普遍接受动态定价，需要不同于过去大多数电力公司采用的用户合约方式。最近由智能电网用户协作者发布的报告中强调了这一观点，报告从其 21 家具有成功面向用户的 AMI、动态定价或效率计划的深入研究中识别出主要的主题和最佳实践。另外一些试点项目和早期系统应用经验表明，安装新电表后几个月中，用户需求实际会增加而不是降低，尽管大多数商业案例假设呼叫中心和客户服务的费用随着 AMI 的安装将会最终降低。监管者必须做好准备，批准有效吸引用户计划开发的投资或支持在过渡期较高的用户服务成本。

在安装新电表的同时，实施电价的飙升或新的价格结构不仅会加剧用户对电价的抵触，还有对技术本身的抵制。处理这个问题可能代价高昂，如正在发生的用户对“太平洋天然气与电力公司”的智能表计安装的抗议所表现的那样。电力公司已经采用降低潜在负面影响的策略，包括 AMI 与现有表计同时运行一段时

间，提供这段时间内基于实际用电数据的当前和未来电费的比较，提供采用动态定价计划后指定时间内的最大电费担保。如果对过渡期最佳实践进行分析并将结果广泛共享，那么电力公司及其用户将可能受益。

如果建立适当的缺省服务电价或提供配售服务的垄断企业（所谓的线路公司）被完全排除在能源销售业务之外，电力零售的竞争可能会通过加快动态定价选项及其附带受益的开发和普及来加快 AMI 应用。^[66]能够在批发价格较高时段成功降低用户消费的零售商，通过例如动态定价电价、能源管理技术或直接负荷控制计划，将降低其平均能源采购成本，并因此能向其用户提供较低的平均电价。垄断型的电力公司具有同样的机会，但可能缺乏创新的动力（见第 8 章）。在固有的政治环境下，这需要其监管者（或类似机构，如果是公众公司）批准新的电价结构。假如用户对改变有抵触，则电力公司和监管者可能更倾向于谨慎，并通过面对这种抵触发现相对较少的可获得收益。相反，竞争性零售商具有利用动态定价优势来赢得用户的较强动力。故零售端的竞争可比大多数受管制的垄断企业能鼓励更大范围的试验。

研究发现

有必要采用设计和执行得较好的用户约定计划及电价过渡政策，来避免用户对 AMI 技术和动态定价计划的反弹。零售端的竞争，如果实施得当可以促进动态定价的推广。

在零售垄断的情况下，对于动态定价对分销侧，特别是对低收入家庭的影响的关切，可能会阻碍向动态定价的过渡。这不应该视为是

不可克服的。许多低收入用户的用电曲线比平均用电曲线更为平缓的事实表明了没有任何需求响应的动态定价的效益。另外，虽然很少有先验项目聚焦于低收入用户，但最近对几个试点项目数据的分析表明，低收入用户会对高电价进行响应，尽管在大多数情况下，其对高峰负荷削减的需求响应低于该计划中所有用户的平均水平。^[67]

动态定价计划可能最终被视为比固定电价更加公平，因为其把消费的成本更多地分配至将这些成本施加于系统上的人。实际上，应用于大多数零售电力用户和所有居民及小型商业用户的固定电价结构，对施加更高成本于系统上的用户，例如其高峰负荷与系统高峰同步的用户，进行了补贴。^[68]具有较低高峰需求曲线的用户，其本身服务成本较低，并可从动态定价受益。^[69]

另外，限制配售影响的方式是存在的。例如，在 PowerCents 计划中试验的高峰折扣电价，将提前通知的关键高峰日基本分时电价，与相对于基准电量的高峰时段用电削减相结合。这提供了一种保证形式：用户将从削减高峰电力使用中受益，但如果用电不变则也不必支付高电价。需要明白的是，在系统范围内提供这种保证不是免费的。如图 7.5 所示，峰时折扣可激励用户提高基准电量用电水平以增加其潜在折扣，并且常常比关键高峰定价计划的平均响应低。^[70]基本电价水平也必须足够高，以向调整高峰用电水平的用户支付折扣，这表明在其他条件相同的情况下，没有参与峰时用电削减的用户最终可能承受较高的平均电价。但是其他条件并不会是相同的：即使一

小部分用户的需求响应也可能会降低整个系统的能源成本，抵消该效果对基准电价的部分或全部影响。^[71]

动态定价计划可能最终被视为比固定电价更加公平，因为其把消费的成本更多地分配至将这些成本施加于系统上的人。

虽然一些地区的监管机构同意对大的商业或工业用户分时或动态定价计划成为必须的或缺省的内容，但对要求小用户，特别是居民用户参与随时间变化的电价项目还存在普遍的勉强意见。如果参与是自愿的，正如我们预期的一样，至少在初期有证据表明，选择参加计划的比例较之选择缺省或选择退出的比例更低。^[72]有必要对如何更好地将用户选项设计到动态定价计划中进行试验。如这里所述，零售竞争将比管制垄断能更大地激励这样的试验。

研究发现

对于更高或波动更加剧烈的电费的影响，特别是对低收入用户的影响的关注，可能限制动态定价在政治方面的可行性，但这可以通过很好设计的价格选择菜单加以解决。

用户能够以有限的方式和相对较低的成本，对一些形式的动态定价手动进行响应。例如在关键高峰定价计划中，用户在价格高峰前一天被告知，并能做出调整用电的相应决定。但不少用户不大可能花很多时间和精力管理其用电，特别是电费影响总体很小时。^[73]不同定价试点项目中一个最一致的发现是，技术条件具备情况下，需求的响应更高。这可

能是如可编程可控恒温器一类简单的装置能够接收价格或来自配售系统的其他信号，并基于预先设定的指令自动调整空调负荷，或者是一个能源“球灯（orb）”能够通过改变颜色来指示高电价时段。或者用户可以选择更加复杂和昂贵的家庭能源管理系统，其能够集成智能的自动化设备、HVAC 系统和其他主要负荷，并基于来自固态电表的准确细致用电数据、用户的价格和舒适偏好及电力公司的价格信号来优化用电。^[74]在低成本的可实现技术普及之前，实施复杂的动态定价计划可能会限制收益和成本效益性的实现，并且这样做还可能导致电费上升时用户受挫，因为用户不能轻松地避免高成本的用电。

在低成本的可实现技术普及之前，实施复杂的动态定价计划可能会限制收益和成本效益性的实现。

当然，这是一个鸡和蛋的问题：没有动态定价，可实现技术提供很少的收益，相应的，就没有动力来开发和推广应用。在动态定价电价情况下，试图在电力公司全部用户群中推广应用可实现技术可能费用不菲，并且可能无此必要，特别是参与动态定价计划不是强制性的。虽然未对需求响应计划的用户参与率很好地研究，但大部分分析者认为，同意参与需求响应计划的并不是很普遍。最具有成本效益的解决计划可能涉及对技术应用决策、所有权和对参与用户补偿的责任分配。我们应该期望第三方服务提供商，或者竞争性零售商（如果存在）参与到市场中来，如果政策没有限制其行为或把可实现技术的投资嵌入电力公司的电价基础中。

研究发现

从动态定价中获得重大的收益可能要求对支撑技术的投资，特别是允许用户对价格变化进行自动响应的技术。

最后，我们转向那些尚未承诺在系统范围内部署高级量测体系（AMI）的电力公司。如第6章所述，对一些电力公司来说，单纯的AMI运营收益可能低于部署的成本，这对于最近在其用户群中安装了自动读表系统（非AMI）的系统来说尤为可能。当运营收益低于部署成本，系统可能依赖需求响应和节能收益来作为投资的理由。对这些系统来说，AMI的投资依然还在。其拓展居民价格敏感需求的净收益可能不清晰，特别是因为目前AMI和其要求的技术支持的成本，以及投资产生的需求响应收益的精确幅度有相当大的不确定性。

使用高级量测体系（AMI）来实现实时定价或其他需求响应计划需要配网公司在表计采购和安装成本外，对数据管理系统、信息技术、用户教育和服务做出相当大的支出。许多用户可能至少在一段时间内选择不参与需求响应计划。对这些用户，将会产生计量成本且没有需求响应收益来冲抵。如第6章中所调查的，电力公司电价文件表明，部署AMI的预期全部成本，在过去5年平均为每只电表300美元，但最近的行业估算表明可能下降到每只电表150~250美元。另外，选择参与资源需求响应计划的用户可能产生额外的可实现技术的投资成本——其可能如独立家庭网络一样复杂和昂贵，或许如可编程可控恒温器一样简单。这

些成本是否由用户、第三方交易整合机构、竞争性能源零售商或者在某些情况下配网公司自身直接支付属于经济成本效益计算的范畴。

应用的实际成本可能与电力公司所提交计划中的预期估算不同，因为计划提交、批准和接下来的分阶段实施存在滞后。对信息技术、用户教育和服务的成本的预测可能尤为不确定。幸运的是，很多这样的信息可能在近期有相当大的改善。类似地，当系统实施价格调控的需求响应计划时，对需求响应参与率和系统收益的估算也可能得到改善。

研究发现

对从AMI获得有限运营节约的系统，由于对应用的全部成本和预期需求响应收益的信息有限，较早地采用新AMI表计替换现有表计的经济价值是不确定的。当前的应用可能改善成本和收益信息的质量，使得可能做出更好的决策。

7.6 结论和建议

我们预期电力需求对系统状况的反应将越来越灵敏，并在很大程度上是由于不断采用了动态定价。随着波动性能源（VER）和纯电动汽车，以及插入式混合动力汽车变得越来越重要，对系统效率的关注持续或增强，使需求反应更灵敏的价值将增加。同时，新技术，特别是高级量测体系（AMI）降低了传输准确精细的实时价格信号至用户以及自动化和测量其响应的成本。但是今天，从对所有除大型商业和工业用户外其他用户实施的固定电价体系，到某些随时间变化的电价形式成为很多用户（即使不是所有用户）的默认

选项的体系，这个发展道路可能对不同的电力公司是有所不同的。因为 AMI 的部署既是一个大的投资，也是对真正的动态定价的重要组成，如何推进取决于电力公司目前是否致力于大范围的 AMI 部署。

7.6.1 早期 AMI 应用者

许多电力公司已经承诺在其系统内部署高级量测体系 (AMI)，实际上，一些公司已经实现该目标。其他公司，如果 AMI 投资可在未要求任何重大的需求侧收益的情况下通过成本效益测试，这些公司也会承诺。例如，人工抄录的传统机械式电表以及用户密度低、流动率高或计费损失高的系统将会发现，从抄表人工减少、停电监测、远程连接和断开，以及窃电降低的运营成本节约将抵消在其服务区域内 20 年表计寿命周期中全面部署 AMI 的资本成本。这些系统将发现近期 AMI 投资的经济吸引力，并加入到已经承诺 AMI 的电力公司的行列中。

早期 AMI 应用者面临许多挑战和责任。家庭能源管理系统、自动化居民电器和其他支持技术相对不成熟且成本高。能力和成本改善迅速，革新的方向难以预测。另外，用户关注 AMI 在隐私和安全性方面的相关问题。如第 9 章中所述，网络安全的系统标准仍处于发展初期。如果用户和电力公司对电表或控制技术的投资与后期不兼容那将代价巨大。确保电力公司安装的新电表和任何关联设备，提供与当前和未来新的通信及“电表背后 (behind-the-meter)”技术的兼容性，是保证这些投资价值的关键。

对许多已经在其系统中部署或承诺部署高级量测体系 (AMI) 的电力公司，通过动态定价

实现更大程度的需求约定的最大成本已经不复存在，特别是如果其信息技术系统已经同步升级来适应 AMI 系统的数据流。如果提供动态定价电价但不是强制要求，至少初期缺省服务电价应设计来降低对固定电价用户的交叉补贴，并鼓励向全面动态定价作为缺省选项的过渡。

通过最佳试点设计对相应需求计划的实施结构化将使得研究者能够测量其影响。例如在向用户披露新电价设计前，电力公司应收集基准用电数据，并在服务区域错开新电价选项的部署以提供一个控制组。该结构能够提高电力公司在分配用户服务资源和对任何在实施中发生未预计到的问题进行有效响应的能力。这些要求不应被视为障碍而是有效实施的必须条件。在其他很多区域，共享从创新性的计划和投资中获得的信息对在全国范围内有效推广很关键。智能电网投资资助设计有重要的信息共享组件，能源部指引通过 www.smartgrid.gov 和智能电网信息中心 (www.sgiclearinghouse.org/) 创建数据共享机制。保证向这些数据库及时汇报，使用它们来收集未受到激励资金支持的应用信息，数据能让行业参与者和电力行业外的研究者共享是实现早期 AMI 应用价值最大化的关键一步。

建议

当对 AMI 技术的承诺已经具备，投资决策应集中于互操作性和与下一代电表及关联技术的兼容性。电力公司应设计和采用相应的过渡途径，包括对用户教育与约定计划的适当投资以鼓励向全面的动态定价过渡，最终目标是实质性的普及实时定价。早期采用具有重要的研

究和示范意义：应相应地收集对投资成本和需求响应计划结果的信息并广泛共享。

7.6.2 没有 AMI 承诺的系统

对许多其他美国电力公司，全面应用高级量测体系（AMI）的运营收益仅可抵消 50%~60% 的系统安装成本。对许多运营大约 5 000 万只非 AMI 电表（可远程抄表）的电力公司来说情况可能如此。这些表计获得了 AMI 技术承诺的抄表成本大幅削减，以及还有许多年的使用寿命。在这种情况下，对 AMI 的投资可能导致从较大的不经济性到较大的正的净现值，视实施成本的不确定性和需求侧收益而定。这种处境下的电力公司可能会理性地决定不投资 AMI，直到一些不确定性消除。^[78] AMI 投资决策不是“现在或从不”，而是“现在或下一年再考虑”。

AMI 投资决策不是“现在或从不”，而是“现在或下一年再考虑”。

等待直到从第一轮 AMI 推广应用中学习经验将会有多种收益。随着创新的进步、生产规模的扩大和生产商获得更多的经验，AMI 及支撑技术的调整成本可能会下降。在现有 AMI 部署和承诺未来几年完成安装的规模下，应用成本和需求侧收益范围的信息质量可能在近期得到较大改善。尚未承诺部署 AMI 的电力公司

可选择收集信息后再重新考虑做出决定。延后部署的决定可降低电力公司陷入早期低端技术困境的风险。这并不意味着在这种评估模式下的电力公司必须放弃居民需求响应。例如，如前所述，在一些电力公司的服务区域，针对空调和电热水器的直接负荷控制计划有较大的参与度。直接负荷控制计划即可在强度上拓展增加电力公司负荷控制的频率和条件，也可在范围上进行拓展，如扩展使用直接负荷控制的电力公司和用户。电动汽车充电可在其普及率较高的地方提供额外的实施直接负荷控制的机会。对许多用户来说，这些计划的实施不需要 AMI 的全面部署，在安装和特别是没有安装 AMI 的地方，可以作为一个具有较高成本效益的选择，或对动态定价的补充。

建议

无需立即决定是否采用 AMI。决策者应认识到对从早期应用中获得的关于成本、技术、用户响应和需求响应计划设计和收益的数据进行学习价值。

需要清楚的是，我们建议谨慎但不是无限期的拖延。我们预期到本研究涉及时限末，即 2030 年，大部分美国电力公司已经明智地应用了 AMI 技术，我们希望政策制定者将促进向全面动态定价的实施发展。

参考文献

- [1] Charles River Associates, *Primer on Demand-Side Management* (Boston, MA, 2005).
- [2] For example, see A. Faruqui and S. Sergici, "Household Response to Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of 15 Pricing Experiments," *Journal of Regulatory Economics*, 38, no. 2 (2010):193–225.
- [3] U.S. Bureau of Labor Statistics, *2009 Consumer Expenditure Survey* (Washington, DC, 2009).
- [4] D. Leeds, *US Smart Grid Forecast 2010–2015*(San Francisco, CA: GTM Research, 2010), Edison Foundation Institute for Electric Efficiency, *Utility-Scale Smart Meter Deployments, Plans &Proposals* (Washington, DC, 2010), http://www.edisonfoundation.net/iee/issueBriefs/SmartMeter_Rollouts_0910.pdf; and A. Faruqui, L. Wood, and J. Schwartz, *The Costs and Benefits of Smart Meters for Residential Customer*, white paper (Washington, DC: Edison Foundation Institute for Electric Efficiency, 2011).
- [5] A. Faruqui, R. Hledik, and J. Tsoukalis, "The Power of Dynamic Pricing," *Electricity Journal* 22, no. 3(2009): 42–56.
- [6] Federal Energy Regulatory Commission, *2010Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report* (Washington, DC, 2011), 21.
- [7] D. York and M. Kushler, *Exploring the Relationship between Demand Response and Energy Efficiency: A Review of Experience and Discussion of Key Issues*, research report U052 (Washington, DC: American Council for an Energy-Efficient Economy, 2005).
- [8] For example, see H. Allcott, "Rethinking Real-Time Electricity Pricing," *Resource and Energy Economics*33, no. 4 (2011): 820–842.
- [9] H. Allcott, "Social Norms and Energy Conservation," *Journal of Public Economics* 95, no. 9–10(2011): 1082–1095; H. Allcott and S. Mullainathan, "Behavior and Energy Policy," *Science* 327, no. 5970(March 5, 2010): 1204–1205; and W. Abrahamse, L. Steg, C. Vlek, and T. Rothengatter, "A Review of Intervention Studies Aimed at Household Energy Conservation," *Journal of Environmental Psychology*25, no. 3 (2005): 273–291.
- [10] Electric Power Research Institute, *Residential Electricity Use Feedback: A Research Synthesis and Economic Framework* (Palo Alto, CA, 2009); and K. Ehrhardt-Martinez, K. Donnelly, and J. Laitner, *Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-Review for Household Electricity- Saving Opportunities* (Washington, DC: American Council for an Energy-Efficient Economy, 2010).
- [11] Federal Energy Regulatory Commission, see note 6above.
- [12] EnerNOC, "EnerNOC Signs EfficiencySMART™ Contract with Southern California Edison," press release, March 23, 2011.
- [13] North American Electric Reliability Corporation, *Demand Response Availability Data System(DADS): Phase I and II Final Report* (Washington, DC, 2011).
- [14] S. Neumann, F. Sioshansi, A. Vojdani, and G. Yee, "The Missing Link," *Public Utilities Fortnightly*, March 2007, 52.
- [15] Federal Energy Regulatory Commission, see note 6above, page 34.
- [16] North American Electric Reliability Corporation, *Special Report: Potential Reliability Impacts of Emerging Flexible Resources* (Washington, DC,2010).
- [17] P. Cappers, C. Goldman, and D. Kathan, "Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence," *Energy* 35, no. 4 (2010), 1526–1535.
- [18] Federal Energy Regulatory Commission, see note 6above, page 29.
- [19] Federal Energy Regulatory Commission, see note 6above.
- [20] Southwest Power Pool, *2010 State of the Market*, Market Monitoring Unit Report (Little Rock, AK,2011), 34, <http://www.spp.org/publications/2010-State-of-the-Market-Report.pdf>.
- [21] Federal Energy Regulatory Commission, see note 6above.
- [22] Electric Power Research Institute, *Assessment of Achievable Potential from Energy Efficiency and Demand Response Programs in the U.S.(2010–2030)*, technical report 1016987(Palo Alto, CA, 2009).

- [23] Federal Energy Regulatory Commission, see note 6above, page 39.
- [24] G. Heffner, *Configuring Loads as a Resource for Competitive Electricity Markets* (Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002).
- [25] Neenan Associates, *NY ISO Price Responsive Load Program Evaluation* (Syracuse, NY, 2002).
- [26] Cappers, Goldman, and Kathan, see note 17 above.
- [27] ISO/RTO Council, *State of the Markets Report 2009*(2009).
- [28] Ibid.
- [29] EnerNOC, *Demand Response: A Multi-Purpose Resource for Utilities and Grid Operators*(Boston, MA, 2010).
- [30] Comverge, *Form 10-K Annual Report Fiscal Year2010* (Norcross, GA, 2011).
- [31] Demand Response Compensation in Organized Wholesale Energy Markets, 134 FERC ¶ 61,187(2011).
- [32] H. Chao, “Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World,” *The Electricity Journal* 23,no. 1 (2010): 7–20; W. W. Hogan, “Providing Incentives for Efficient Demand Response,” prepared for the Electric Power Supply Association, Comments on PJM Demand Response Proposals, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. EL09-68-000 (2009).
- [33] J. Bushnell, B. F. Hobbs, and F. A. Wolak, “When It Comes to Demand Response, Is FERC Its Own Worst Enemy?” *The Electricity Journal* 22, no. 8(2009), 9–18.
- [34] Federal Energy Regulatory Commission, see note 6above.
- [35] Charles River Associates, see note 1 above.
- [36] G. Neichin and D. Cheng, *2010 U.S. Smart Grid Vendor Ecosystem* (The Cleantech Group, 2010);D. Leeds, *U.S. Smart Grid Market Forecast 2010–2015* (San Francisco, CA: GTM Research, 2010);and Electric Power Research Institute, *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid* (Palo Alto,CA, 2011).
- [37] Federal Energy Regulatory Commission, see note 6above; and P. Fox-Penner, “Surprising Deployment Developments,” *IEEE Smart Grid Newsletter*, August 2011, <http://smartgrid.ieee.org/newssmart-grid-newsletter/5599-surprisingdeployment-developments>.
- [38] North American Electric Reliability Corporation,*2010 Long-Term Reliability Assessment*(Washington, DC, 2010).
- [39] S. Borenstein, “The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing,” *Energy Journal* 26,no. 3 (2005), 93–116.
- [40] A. Faruqui, L. Wood, and J. Schwartz, *The Costs and Benefits of Smart Meters for Residential Customers*, white paper (Washington, DC: Edison Foundation Institute for Electric Efficiency, 2011);and S. P. Holland and E. T. Mansur, “The Short-Run Effects of Time-Varying Prices in Competitive Electricity Markets,” *Energy Journal* 27, no. 4(2006), 127–155.
- [41] M. Roozbehani, M. Dahleh, and S. Mitter, “On the Stability of Wholesale Electricity Markets under Real-Time Pricing,” presented at 49th IEEE Conference on Decision and Control, Atlanta, GA, December 15–17, 2010; and M. Roozbehani, M.Dahleh, and S. Mitter, “Volatility of Power Grids under Real-Time Pricing,” *IEEE Transactions on Power Systems*, submitted, 2011.
- [42] N. Kaldor, “The Cobweb Theorem,” *Quarterly Journal of Economics* 52, no. 2 (February 1938):255–280.
- [43] Faruqui, Wood, and Schwartz, see note 40 above.
- [44] Holland and Mansur, see note 40 above; Borenstein, see note 39 above.
- [45] S. Borenstein, “Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice,” in *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, eds. J. Griffinand S. Puller (Chicago: University of ChicagoPress, 2005); and S. Borenstein, “Customer Riskfrom Real-Time Retail Electricity Pricing: Bill Volatility and Hedgability,” *The Energy Journal* 28,no. 2 (2007): 111–130.
- [46] A. Faruqui, “The Tao of the Smart Grid,” presentation to the Michigan Smart Grid Collaborative, Lansing, MI, August 24, 2011, http://www.brattle.com/_documents/UploadLibrary/Upload 973.pdf.
- [47] A. Faruqui, R. Hledik, and S. Sergici, “Rethinking Prices,” *Public Utilities Fortnightly*, January 2010;A. Faruqui and S. Sergici, *Household Response to Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of Seventeen Pricing Experiments* (San Francisco, CA: The Brattle Group, 2009); and Faruqui and Sergici,see note 2 above.
- [48] Faruqui, Hledik, and Sergici, see note 47 above, page 34.
- [49] Faruqui and Sergici, see note 2 above; and Faruqui, Hledik, and Sergici, see note 47 above.
- [50] For example, see A. Faruqui and S. Sergici, “Dynamic Pricing of Electricity in the Mid-Atlantic Region:

- Econometric Results from the Baltimore Gas and Electric Company Experiment,” *Journal of Regulatory Economics* 40, no. 1 (2011):82–109.
- [51] Freeman, Sullivan & Co., *2009 Load Impact Evaluation for Pacific Gas & Electric Company’s Residential Smart Rate: Ex Post Load Impacts* (San Francisco, CA: 2010).
- [52] A. Cooper and L. Wood, *Summary of Rate-Payer Funded Electric Efficiency Impacts, Budgets and Expenditures*, brief (Washington, DC: Edison Foundation Institute for Electric Efficiency, 2011).
- [53] Ibid.
- [54] Ehrhardt-Martinez, Donnelly, and Laitner, see note 10 above; and S. Darby, *Literature Review for the Energy Demand Research Project* (Oxford, UK: Environmental Change Institute, University of Oxford, 2010).
- [55] A. Faruqi, S. Sergici, and A. Sharif, “The Impact of Informational Feedback on Energy Consumption: A Survey of the Experimental Evidence,” *Energy* 35 (2010): 1598–1608.
- [56] AECOM, *Energy Demand Research Project: Final Analysis* (London: U.K. Office of the Gas and Electricity Markets, 2011), <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/EDRP/Documents1/Energy%20Demand%20Research%20Project%20Final%20Analysis.pdf>.
- [57] M. Davis, *Behavior and Energy Savings: Evidence from a Series of Experimental Interventions* (New York: Environmental Defense Fund, 2011).
- [58] Allcott, see note 9 above.
- [59] Ehrhardt-Martinez, Donnelly, and Laitner, see note 10 above.
- [60] AECOM, see note 56 above, page 4.
- [61] U.K. Office of the Gas and Electricity Markets, *Energy Demand Research Project: Fifth Progress Report* (London, 2010).
- [62] AECOM, see note 56 above.
- [63] For example, Faruqi, Wood, and Schwartz, see note 40 above.
- [64] Smart Grid Consumer Collaborative, *Excellence in Consumer Engagement*, Smart Grid Consumer Collaborative (2011), <http://smartgridcc.org/sgccs-excellence-in-consumer-engagement-study>.
- [65] K. Alexander, “Backlash Against Smart Meters Doesn’t Ease with New, Independent Reassurances,” *Santa Cruz Sentinel*, September 3, 2010; and T. Zeller Jr., “Smart’ Meters Draw Complaints of Inaccuracy,” *The New York Times*, November 12, 2010.
- [66] National Economic Research Associates, *Innovation in Retail Electricity Markets: The Overlooked Benefit* (Chicago, IL, 2008).
- [67] A. Faruqi, S. Sergici, and J. Palmer, *The Impact of Dynamic Pricing on Low-income Customers*, white paper (Washington, DC: Edison Foundation Institute for Electric Efficiency, 2010).
- [68] Borenstein, see note 45 above; Bushnell, Hobbs, and Wolak, see note 33 above.
- [69] Faruqi, Sergici, and Palmer, see note 67 above.
- [70] F. Wolak, “An Experimental Comparison of Critical Peak and Hourly Pricing: The PowerCentsDC Program,” mimeo (Palo Alto, CA: Stanford University, 2010).
- [71] Borenstein, see note 39 above.
- [72] For example, see J. Beshears et al., “The Importance of Default Options for Retirement Savings Outcomes: Evidence from the United States,” in *Social Security Policy in a Changing Environment*, eds. J. Brown, J. Liebman, and D. Wise (Chicago, IL: University of Chicago Press, 2009); and R. J. Letzler, “Implementing Opt-in, Residential, Dynamic Electricity Pricing: Insights from Economics and Psychology” (PhD dissertation, University of California, Berkeley, 2007).
- [73] Allcott, see note 8 above.
- [74] Association of Home Appliance Manufacturers, “Smart Grid White Paper: The Home Appliance Industry’s Principles and Requirements for Achieving a Widely Accepted Smart Grid” (Washington, DC: Association of Home Appliance Manufacturers, 2009); and Electric Power Research Institute, *Assessment of Residential Energy Management Systems for Demand Response Applications* (Palo Alto, CA, 2009).
- [75] For example, Faruqi, Wood, and Schwartz, see note 40 above.
- [76] A. Faruqi et al, *The Costs and Benefits of Smart Meters for Residential Customers*, white paper (Washington, DC: Edison Foundation Institute for Electric Efficiency, July 2011); and Leeds, see note 36 above.
- [77] A. Faruqi and L. Wood, “IEE Releases: The Benefits of Smart Meters,” presentation at National Association of Regulatory Utility Commissioners Winter Meetings, February 13–16, 2011.
- [78] P. Joskow, “Creating a Smarter U.S. Electricity Grid,” *Journal of Economic Perspectives*, forthcoming.
- [79] Faruqi, Wood, and Schwartz, see note 40 above.

第 8 章 电力企业的监管

前面章节描述的挑战和机遇使电力系统监管机构面临越来越大的压力。有关输电的一些问题在第 4 章已进行讨论，本章将概括地集中讨论电力企业的监管，并特别关注零售电价的确定和投资的处理。虽然公共电力企业监管的各种改革已经讨论了很长时间，即将到来的变革将使监管政策的设计达到更高的巅峰。

本章一开始将介绍指导设定电力企业电价的主要目标和当前做法。尽管各种形式的电力监管通常反映了一套共同的目标，但不同类型电力企业的具体情况还是各不相同。

8.1 节对一些最重要的区别进行了介绍，可为随后的研究发现和建议提供相关背景。

8.2 节讨论了监管政策面临的新挑战，首先是电力企业投资性质的变化。本研究报告中所描述的很多电网投资面临着比过去几十年更大的风险。随后，我们将讨论在传统电价结构下的用户激励。通过千瓦时电量电价来回收配电网和输电网的大部分成本将会扭曲对电力企业和用户的激励，并随时间推移可能产生不同用户子系统间的隐性交叉补贴。8.2 节中还讨论了不断提高的电价对监管程序带来的压力，以及受监管的特许垄断思维和配电系统创新之间的潜在冲突。

8.3 节在前两节描述的挑战背景下，对可以改善美国电力系统监管的工具进行评估。

8.4 节则是结论和总结的建议。首先，我们发现一致的成本和绩效指标体系将有利于对电力企业绩效的比较，并建议监管机构协同制定和发布这些指标体系，而那些具有电力企业监管权的机构最终将根据这些指标对电力企业的业绩进行打分。其次，我们发现，有必要建立新的风险分担和补偿机制，来平衡对有投资成本原则的风险投资的激励，我们鼓励在该方向上的继续试验和管理创新。最后我们发现，需要有电量收费的替代方案来降低大部分电力企业电价结构中普遍存在的扭曲，我们建议固定的输电网和配电网收费大部分通过用户层面的固定收费来进行回收。

美国电力行业必须在随后几十年内投入大量资金，更换老旧资产，扩展电网，以满足新的负荷增长。如果电力企业采用新的输电和配电技术以提高系统运行水平和服务质量，以及适应新型的发电、负荷及需求响应，则该投资将很容易翻倍。^[1] 为了以最有效和具有成本效益的方式实现这些承诺，美国电网的监管体系

和政策必须进行现代化。

8.1 监管目标和程序

如第 1 章所述，美国电力系统的组织结构差异较大。直到 19 世纪 90 年代，电力行业一直以垂直一体化管理及投资者拥有的电力企业（Investor-owned Utilities，简称 IOU）为主，这

些电力企业根据州公共事业委员会制定的电价提供发、输、配服务。到 19 世纪 90 年代后期，独立输电系统运营商(Independent Transmission System Operator, 简称 ISO) 在全国大部分地区涌现。在 ISO 区域内的一些州对电力企业进行了重组，将发电从输电和配电中分离出来，一些州允许竞争性零售服务，特别是对较大的商业和工业用户。在 ISO 区域内的发电商按照 ISO 的管理向竞争性趸售市场售电，配电公司和零售商从这些市场购电。

一些较大的国有电力系统都是垂直一体化管理的，但大多数政府拥有的和合作的系统都是较小的电力公司，它们向垂直一体化公司或独立发电商购买大部分或全部电力及输电服务，它们仅在其管辖范围内向用户提供配电服务。所有权的较大不均衡性以及组织、市场和监管的形式都限制了整个美国电力系统的普及化，但在核心方面存在的共性是价格确定。

首先，配电服务被普遍视为自然垄断。即使在电力市场已经重组的区域，从高压输电网到终端用户的电力传输一般是以排他性的特许方式指派政府拥有的或合作的企业，或者投资者拥有的电力企业 (IOU) 来实施，并受到某种形式的价格监管。在本章中，我们将所有这些单位称为“配电公司”，并明确它们可能是垂直一体化机构的一部分。根据管辖权，发电和输电资产，包括输电线路、控制中心的软件和硬件，以及其他各种设备，都可以被所有这些类型的企业所拥有。

其次，特许经营垄断服务的价格一般由行政确定。州公共事业委员会通过“电价审核(rate case)”程序对投资者拥有的电力企业 (IOU) 收取的电价进行监管。市政委员会或独立董事

会监管政府拥有的电力企业。用户拥有的合作式企业通过委员会或包含其成员的董事会进行管理。电价确定的原则对不同组织形式大体相似。我们在本章中提到的“监管机构”，一般是指对国有的和合作拥有的电力企业负有监管责任的机构。监管机构通常确定配电服务允许的成本回收，发电成本或趸售电力的购买和输送成本则依据不同区域的不同规定来传递。

电价确定的原则对不同组织形式大体相似。

第三，电力企业监管一般能反映出如下整套共同的目标。

(1) 运营效率：电力企业应以最低的、合理的成本向用户输送其希望购买的电能，并提供可接受的可靠性和其他性能。

(2) 动态效率：电力企业应在创新方面进行有效的投资，以使其能以合理的最低成本满足未来的需求。

(3) 消费效率：用户应承担其自行做出决定而导致的成本上升，并且只有当电力对用户的价值至少与发输电的增量成本一致时，应对用户的电力消费行为给予适当激励。电价应设定在与系统成本回收和投资激励一致的最低水平，“成本”被理解为包含投资者合理的资本收益率，或对非投资者拥有的电力企业 (IOU) 来说公共资本的补偿。

(4) 其他政策目标：当电力企业有望支持其他政策目标时，其应该以一种成本效益好的、失真较小的方式来实现。监管机构经常设立分配目标，例如要求公司设计电价使有较好支付能力的用户来承担大部分网络（非能源）成本或其他

监管成本。其他目标包括提高能源效率和吸纳可再生能源发电、分布式发电或电动汽车。

监管机构试图实现这些目标面临的巨大挑战之一是信息不对称：虽然企业的需求特性和成本削减及投资机会是不确定的，但电力企业的管理者比监管机构掌握更多的信息。总的来说，这使得不可能同时确保确切的成本回收和提供降低成本的最佳激励。^[2]

监管机构试图实现这些目标面临的巨大挑战之一是信息不对称。

两个极端理论体系揭示了这一问题。单纯的服务成本体系将电力企业的收入设定为等同于观察到的电力企业成本，包括在该电价基础上的正常的投资收益。这些方案确保成本完全回收，因为监管机构普遍能够精确地衡量实际成本。但监管机构没有激励管理者努力降低这些成本。相反地，强有力的基于激励的系统使电力企业的收入与实际成本脱钩。例如，在一本教材的价格上限体系中，价格被一次设定并保持不变。这对降低成本提供了较强的激励，因为一美元的成本节约将转化为一美元的利润。但对任何指定的电力企业或在任一时间点，收入可能会大大超过成本或者远低于成本。

虽然实际监管与这些理论的极端情况有较大偏离，但总体上基于服务成本的监管程序决定了美国大部分的零售电价。^① 该监管程序的过程分为两大任务：

(1) 确定电力公司的总成本——包括审慎

资本投资的合理收益率，其构成总“收益要求”的基础。

(2) 通过将所要求的收益分摊到每个类别的用户来设定电价，并确定电价的结构以收回该收益。

这些程序在确定电力企业和用户激励方面发挥了很大作用。^[3]

服务成本管理实践不同于理论极端情况的一个重要方面是，只有监管机构认为是节俭的成本才可以通过电价确定程序来回收。该监管程序对资本投资尤为重要。在竞争性趸售市场区域外，投资者拥有的电力企业（IOU）的发电投资和所有 IOU 的配电系统投资都受到州委员会的审核和电价监管。对国有的和合作拥有的电力企业的资本投资也受到类似的审核。如第 4 章所讨论的，在电力企业建设新的输电线路前必须经不同的监管机构批准，而州委员会和联邦能源监管委员会要监管 IOU 基于电价的输电投资收益率。

经验学习对于谨慎审核程序十分重要：随着时间的推移，监管机构会逐渐熟悉对各个指定电力系统提供所要求的可接受服务和技术投资的类型和水平。有时，虽然电力企业与监管机构意见不一致，例如，因为对可靠性最佳水平的看法不同，大部分传统配电系统投资相对是低风险的，但审核程序一般都已经常规化了。发电和输电项目通常涉及较大的费用，相应地也会受到具体项目的详细审核。

我们将电网成本，包括配电网和输电网的

^① 市政的、合作的和其他非 IOU 系统通常通过不同程序来确定电价，但最终都会形成如服务成本管理的类似结果，并包括类似的效率问题。^[4]

资本和运营成本，视为“固定成本”，因为其很大程度上不受短期电能消费变化的影响。

我们将电网成本，包括配电网和输电网络的资本和运营成本视为“固定成本”，因为其很大程度上不受短期电能消费变化的影响。这些成本在电价审核期间也较为稳定。相比之下，能源成本，既反映了垂直一体化电力企业的燃料成本，也反映了在重组市场中配电公司的趸售电力获取成本，其随用电量、燃料价格和其他因素的变化而变化。能源成本的波动一般会通过频繁变化的电量收费（即按每千瓦时用电收取的费用），经常通过以成本为指标的自动调整公式来实施。^① 在一些辖区，一部分配电服务电价也可能受到电价审核情况之间自动调整的约束。

一旦要求的成本回收收益确定，监管机构必须决定如何设定电价以回收这些成本。要确定用户的配电收费，通常首先根据如下因素将配电网成本分摊给各类用户，这些因素诸如连接电压以及该类用户对当地峰荷需求的贡献。电价的计算基于该类别的历史用电水平和用电模式，将分摊给每个用户类别的总成本与预期收入相匹配。所有用户面对至少部分配电电量电价。对于大型用户，配电电量收费一般较低，大部分分摊成本系通过每月固定收费来回收，一般基于该用户在之前某一基本负荷时段实际高峰需求水平，或其某一未来时段的合同需求。相比较而言，由于在几乎所有地区每月的固定用户收费都非常低，配电和输电系统成本几乎完全通过供电电量电价（美元/kWh）从小型商

业和居民用户回收。

通过将各用户类别、给定电价和预期消费水平的预期总体收益和需求与允许的总系统成本收益相匹配，来充分保证达到配电公司的收益目标。另一个偏离纯服务成本管理理论模型例子是，除任何自动调价公式的影响外，这些电价一般在当时是固定的，一直到下一次监管审核再调整。

用户在其电费账单上所看到的收费细节在不同的辖区差异较大。许多用户收到的电费账单上将电能、输电和配电收费合计为一个固定的月度用户收费（一般较小）和基于每千瓦时用电的收费，通常有两个或更多阶梯，当每月用电上升超过门槛值时电价阶梯就会上升（这是一种被称为“成批上调定价”（*increasing block pricing*）的结构。即“阶梯定价结构”——译者注）。特别是在一些有零售竞争的辖区，电费账单上通常列明电能、输电、配电收费细节，没有“捆绑”的情况，每一项随用电“阶梯”的变化而变化。如第7章所述，在一个计费周期内，供电电价对大部分居民和小型商业用户来说是固定的。大型商业和工业用户则更可能面对的是随一天中的时段、一周中的时日和系统状态（对一些用户）变化而变化的电价。

在1990~2010年，消费者价格指数的年平均增长仅为2.6%，平均零售电价每年平均上涨仅为2.1%。^[5] 有各种各样的因素导致这一情况的出现，在这些因素中，发电方面的效率提升是竞争性趸售电力市场的结果，而电网方面的效率提升则是基于激励的监管。^[6] 在低通胀环

① 在竞争性零售市场，零售商确定的合同能源价格将规定的输配电收费并入单一用户电费账单中。

境下,电力公司的电价确定总体来说比较平稳,不像一些早期成本上升得比较快。^[7]但是,经济环境的变化以及电力公司需求的变化可能在随后几十年对现有的监管体系施加越来越大的压力,来提升监管适应和创新的價值。

8.2 对监管政策日益增加的挑战

在随后几十年中,有几个因素会共同增加对现有监管实践的压力。如前所述,很多压力来自对需要用于改善系统运行和适应电力市场新需求的新技术的重大投资。传统的监管方法难以确保对这些投资的激励和补偿能实现成本效益好的决策。对增加电网投资的费用承担与可能由于政策要求(如可再生能源占比标准)所导致的较高电力成本可能要求电价上涨。上涨的电价对大部分监管体系带来挑战。目前普遍的电价结构可能使这些上涨的管控难度交织在一起,包括通过限制如第7章所述的需求合约,以及通过如下所述的对一些用户提供激励和将其部分电网成本转移到其他用户身上的能力。最终,面向用户的活动的创新可能与传统电力企业或其监管机构的关注焦点、整套技能和激励不能很好匹配。

对增加电网投资的费用承担和由于政策要求(如可再生能源占比标准)所导致的较高的电力成本可能要求电价上涨。

8.2.1 投资性质正在改变

以一种符合成本效益的方式来满足未来对输电和配电系统的预期,将要求电力企业评估并可能采用与传统电网投资差异较大的技术。

所要求的新性能包括自动感应与控制(见第2章和第6章),更加灵敏的需求发展(见第7章),适应波动性能源资源、分布式发电和电动汽车(第3~5章)。特别是集成大量波动性能源资源和分布式发电的总成本将取决于输电网和配电网自动化和主动式管理的程度,目前尚无系统规模的模式应用。^[8]电动汽车要求配电网的组件要升级,尽管时机和规模极大地依赖于其在配电系统内的普及和地域分布,以及充电如何计量、控制和定价等。

理想的情况是,电力企业在投资有风险的新技术时,技术成功的预期收益至少能够补偿万一技术失败的可能损失。理论上,服务成本管理通过确保电力企业对其投资的“公平”收益率来鼓励电力企业进行资本投资。这意味着受监管的电力企业可能会急于开展各种类型的投资,有风险的或没有风险的。然而实际上,与新技术相伴的不确定性及监管机构和电力企业对风险的规避,甚至可能会阻碍有效的投资。

然而实际上,与新技术相伴的不确定性及监管机构和电力企业对风险的规避,甚至可能会阻碍有效的投资。

正在考虑重大资本投资的电力企业一般通过事前谨慎审核来寻求降低监管的不确定性。但是在本报告中考虑的很多新的输配电技术,无论是电力企业还是监管机构都没有对其进行评估的经验。^[9]在这种情况下,预测新兴技术的资本性支出水平、运营成本的净变化和系统收益是困难的。没有好的数据,监管机构可能难以决定是否批准投资建议书和如何使电力企

业对其成本和收益估计负责。

例如，对新配电技术的投资，如那些有效和可靠成分布式发电或有效使用高级量测体系（AMI）提供的大量信息所必需的新技术，不仅在成本和收益方面，而且在时机和成功率方面，都可能面临着不确定性。为了最有效，这些投资要求在不同的电力公司开展跨业务部门的协作，以及对传统数据通信和信息管理系统进行集成。电力公司对这些技术的经验有限，不得不与在配电系统方面略有一点经验的设备供应商紧密合作。许多使收益计算更加复杂的新技术会产生收益流，这将延续到成本发生后若干年，并且是未来技术创新和应用决策的部分功能。因此，现代化投资不是那么容易通过可预测的短期可靠性改进或运营成本的改进能够证明的。试点项目结果的推论或荟萃分析可以帮助缩小可能的结果范围，但系统应用仍存在相当大的不确定性。

此外，州监管机构有时在事前谨慎审核批准了投资，但后来却又否认电力企业的全部成本回收方案。例如，最近科罗拉多州监管机构在批准项目投资建议书后却决定否认阿克赛尔能源公司（Xcel Energy）在 Boulder 的某一智能电网投资上的成本回收方案，因为该成本远远超过了初步预计。^[10] 虽然有必要采取这些行动来激励成本管理，但对风险的规避可能使电力企业在提出具有较高不确定成本的投资时过分谨慎。政治方面的程序也会在监管机构中造成类似的保守倾向。监管机构不会因为未能鼓励可能产生新收益或适当增长费率的新奇投资而面临问责，而

用户永远不会了解这些情况。相反，监管机构可能会因为采用新技术而批准提高电价，但该新技术却未能达到预期效果，或者更糟的是涉及高度透明的问题而面临严厉的批评。

另一个由于新投资的性质改变而带来的挑战是，一些电网现代化的重要收益不会完全局限于单个电力企业或其用户范围内。^[11] 例如，如果一个配电公司提高其用户需求的响应能力或其能源使用效率，由此降低区域发电成本，这些收益可能会部分惠及到同一区域内并非该公司的用户。类似地，新技术和系统的早期采用者可能会承担后期采用者通过学习早期经验而可避免的成本。

这些考虑可能使投资偏向于电力企业和监管机构所熟悉的成熟技术和资产。^[12] 这样的保守倾向可能会大大延缓电网现代化技术的应用，尽管这些技术的应用可能是适应那些在系统上留下印记的政策目标的最具成本效益的途径。

研究发现

电力企业及其监管机构过度保守的决策可能会极大地延缓对电网现代化进行成本效益好的投资。

8.2.2 传统的电价结构扭曲了激励

美国传统的电价结构在随后几十年里将越来越阻碍实现效率目标。如第 7 章所述，许多用户面临的电价经常较大地偏离其用电决策对电力系统施加的增量成本。大部分居民和小型用户的电价在一个小时或一天内保持不变或

者变化很小，这就会导致在系统用电高峰时段出现过度用电以及在非高峰时段出现低效无激励用电。即使在大型用户中，也很少反映系统当前成本的实时价格。

即使在大型用户中，也很少反映系统当前成本的实时价格。

如果供电价格低于增量成本，对于面临基于平均成本的固定时间价格的用户，当这种情况可能在高峰时段发生时，用户将在高成本时段无效率地大量用电。这将增加购电成本，并需要在发电和电网容量方面增加额外投资以满足高峰需求，降低容量利用率和增加平均成本（因此也就增加平均电价）至高于有效的价格水平。

但是高于增量成本的电价同样是扭曲的。通过电量收费回收大部分配电和输电成本，占主导的美国电价实践鼓励电力企业增加电力销售，并阻碍能源节约和分布式发电，因为它们会减少电力销售。当用电下降时电量收费是特别突出的问题。正如我们所预期的，如果电网成本不随用电改变而大幅变动，用电量降低所导致的收入减少将高于其导致的成本下降。对电力企业来说，这产生了一个收入充足性问题，并可能引发电价的螺旋式上涨。虽然这些问题不是新问题，但当公共政策日益倾向于能源效

率和分布式发电时，这些问题可能在随后几年中还将不断增加。

在用户侧，当平均供电价格高于供应这些电力的增量成本时，就会出现“不干预（disintermediation）”激励，即减少从受监管的电力企业购买电力。在 19 世纪 90 年代，在一些监管价格高的州，趸售发电成本的情况导致许多大型工业和商业用户迫切要求进行重组和零售竞争，以使其能够转向低成本的趸售供应商或者自己发电。^[13]在随后几十年中，在小型商业和居民用户中也能看到类似的现象。高配电价格会产生对各种自发电，包括太阳能、风能、柴油发电的隐性补贴。可再生能源发电可直接获得额外的补贴，这就导致大量使用无效率的自发电，并且没有理由假设其全是“清洁”的。46 个州和华盛顿特区使用净计量系统（net-metering system），通过免除电量零售电价来补偿分布式发电，^[14]尽管为用户服务的电网相关成本不可能因其使用分布式发电而下降。这种做法实际上增加了分布式发电的额外补贴，而没有给予具有上网规模的发电商。在一些辖区采用的阶梯式定价，其电价随月用电量增加而上涨，这会进一步加剧这一问题。^①随着分布式发电的普及和能源节约的更加普遍，由这些隐性补贴导致的扭曲会不断加剧。例如，拟建设的“零纯净能源（zero net energy）”建筑：如

① 有人提出，由电量收费引发的回收固定成本的扭曲问题和由阶梯电价引起的可能更大的扭曲问题可以用电力市场存在的缺陷来解释，例如，因为基于成本的电价没有反映出用电的社会增量成本，特别是电力来自“非清洁”资源时，或者因为用户需要更高的电价来克服其惰性，并进行合理的效率投资。

虽然“次优定价（second-best pricing）”的经济原理认识到边际成本价格在存在市场和决策缺陷的情况下可能并非最优，但没有理论表明一个潜在的扭曲比另一个扭曲更有价值。这些决策必须基于认真的分析和具体情况的建模和测算，以确保增加收益，同时合理质疑可能增加多层扭曲的收益。

果电网成本继续按每度电的基准进行回收，这些用户理论上将获得连接到电网的所有收益，根据需求上下网，同时对系统成本或使用电网的选项不用付费或少量付费。

高配电价格对各种自发电会产生隐形补贴。

研究发现

净计量政策对所有形式的分布式发电提供了一个隐性的补贴，而该补贴并未给予具有上网规模的发电商。

此外，分布式发电和效率计划并没有降低输电或配电系统成本，随着投资需要适应可再生能源发电的适度发展，甚至还有可能增加其成本。谁来为目前电价结构下因为这些计划而导致的收入损失埋单？长远来说，如果所有用户按比例减少用电，且固定系统成本不变，电量电价必须上涨以正好冲抵用电量的下降。每度电价要上涨，用户在电价调整后的总电费仅是由于能源成本差异而减少。如果用户在投资自发电或效率项目时未认识到这一问题，那么持续少于预期的投资收益将产生较大的不协调。如果仅有部分用户通过自发电或效率项目投资减少净能源的购买，则配电系统成本将转移到未采取这样做法的用户身上。这将导致横向的不公平，即对相似用户区别对待，以及纵向的不公平，即处罚低收入用户，而这些用户在不太可能为降低净用电量而进行投资的人群中却占了不相称的比例。如果要像传统电价结构那样的做法，要求中等或低收入用户补贴富

裕家庭在减少用电上的投资，将很难从公平或政治角度来合理解释。

如果要像传统电价结构那样的做法，要求中等或低收入用户补贴富裕家庭在减少用电上的投资，将很难合理解释。

8.2.3 电价上涨对监管程序产生压力

不断上涨的电价时常考验着监管体系。电力用户，特别是居民用户，对较高的名义账单比较敏感，正如在 19 世纪 70 年代中期的学术研究所提及的，且最近在得克萨斯州和加利福尼亚州恰好与由于高级量测体系（AMI）的推广应用而导致的抵制较高月度电费的民意反弹巧合更说明了这一点。^[17]即便在有必要对电力公司运营效率水平和投资成本进行补偿时，用户对高电价的抵触也会对监管机构造成避免电价上涨的压力。^[18]该问题在过去 20 年并不突出，那时名义电价的上涨比较温和，且平均真实价格在大部分电力市场都是下降的。但是伴随政策指令导致的平均发电成本上升而产生的新输电和配电投资的成本上升，例如可再生能源组合标准或更加严格的环境要求，可能会导致供电成本的大大增加。电力研究院（EPRI）预计，要求居民和商业用户对智能电网输电和配电投资予以融资支持的每月电费平均增加的增量范围是 8%~12%，在 10 年内分期偿还。^[19]在该报告中，EPRI 还指出，基于数字技术的配电系统资产的贬值比历史上的任何时期更快，所以维护智能电网系统所需要的当前投资水平要比近几十年的更高。为满足负荷增长、更换到期资产和可再生能源上网，除了

电价上涨外，还有必要进行这些支出以补偿高发电成本和输电及配电网的投资。

没有政策调整，系统将面临不稳定的风险：如果电力企业在成本回收存在较大不确定性的环境下进行投资，其资本成本可能会上升，并加剧成本回收的挑战。但是如果电力企业延后投资，则可能无法满足用户、监管机构和政策制定者的要求。寻求增加电力系统效率的方法并因此降低成本对抵消该压力很重要。增加透明度和积极的用户教育，以及沟通交流也可帮助减少一些用户对必要的价格上涨的抵触。传达新投资和计划可能带来价格上涨的信息是一项具有挑战性的工作。例如，对最终仍然会导致价格上涨的为降低成本进行的投资，如果用户对价格下降的预期未能实现，将产生较大的反对声音。

居民和小型商业用户的电量电价结构可能进一步加剧负面变动。

居民和小型商业用户的电量电价结构可能进一步加剧负面变动。用电量的下降威胁到供电公司回收其主要固定成本的能力。这反过来使得价格上涨成为必须。较高的电价抵消了用户所期望从其效率或节约决策中产生的节余，并可能对未来的用户需求降低产生更大激励，导致价格进一步上涨。配电价格的上涨循环进一步引起用户的不满并可能扭曲电力消费决策。虽然一些人认为增加的效率和分布式发电是电量电价的效益，但是从长远来说，建立在虚幻的电费节约基础上的用户侧投资可能会产生较大的政治反响，特别是如果用户集中关注名义电价的情况下。^[20]

8.2.4 “特许经营垄断”的思维阻碍创新

虽然对配电网物理构成的自然垄断众所周知，但是对配电系统运营者提供的其他功能应唯一指派给一个合法的垄断者来经营却缺乏共识。实际上，在许多国家以及美国的很多州，电力重组的一个主要推动力是发电趸售和零售市场降低成本并最终降低电价的潜在竞争。^[21]在零售竞争的情况下，用户从配电公司获得受监管的供电服务，并能自由地从其他竞争性零售商购买电力及其相关服务。

如第1章所述，虽然美国过半的州放开了对大型工业或商业用户的零售竞争，但今天在居民用电层面仍鲜有竞争性电力零售市场存在。这部分反映了自加拿大2000~2001年发生电力危机之后对电力重组的收缩。^[22]零售竞争的形式也大不相同。极端情况是通过电力指令实施的完全分离的欧盟模式，其允许配电公司仅销售配电网服务；电能及其他服务必须从其他公司购买。这基本上是得克萨斯州采用的方法，但是与完全放开有关的零售竞争形成了例外情况，且不是美国的规则。没有零售竞争，零售电力服务的创新就有赖于现有的垄断配电公司。但是价格监管可能会阻碍新服务的有效开发和引入。正如我们所述，创新存在风险，受监管的公司自愿承担这些风险却没有什么收益：如果顺利，收益主要由用户获得；如果不顺利，失败的苦果却主要由管理人员和股东承担。

在新技术不断涌现的情况下，有竞争性地进入零售领域，例如鼓励开发新的能量管理系统，将为用户侧技术的应用提供投资资金，以便利跨越多个配电系统的运营为杠杆促进零

售效率的提升，并对大大依赖信息技术和用户签约活动的服务顺利实施所要求的业务专长和人才给予较好匹配。将零售与配电服务分开，还可以解决谁拥有以用户为前提的需求管理技术并为其承担费用，以及这些投资的成本是否应该通过纳入电力公司价格基数而渗透到所有用户来进行“社会化”的争论，由此把这些责任转移至竞争性零售商。^①

8.3 政策应该如何响应

随着配电系统技术创新步伐的加快，分布式发电的渗透和电动汽车的普及，以及政策对能源效率和传统能源替代的强调，对监管政策的挑战正显著增加。以一种具有成本效益的方式来应对这些挑战可能要求对新的监管工具进行更广泛应用，对监管程序进行重大调整以及持续试验。本节将讨论一套最具前景的监管响应。

全世界的监管机构已将对传统的“公用事业公司”的监管由服务成本型向激励方案型转换，以激励企业在不牺牲可靠性或服务质量的前提下降低运营成本。

8.3.1 加强基于绩效的激励监管

全世界的监管机构已将对传统的“公用事业公司”（例如当地的有线通信公司，天然气配送公司和供电公司）的监管由服务成本型向激励方案型转换，以激励企业在不牺牲可靠性或服务质量的前提下降低运营成本。其设计中固

有的是，电力企业收入可能在较长时间内有超出或者低于成本的可能性。这些方法产生的潜在节余可能相当大。例如英格兰和威尔士的配电公司受到价格上限的约束而大量降低运营成本，就反映了激励监管和私有化的合并收益。^[23]虽然在美国电力企业中使用基于激励的监管还较有限，但重组后的美国电力市场的经验分析表明，与一些监管激励形式和在发电商中开展市场竞争而非服务成本管理价格相关的发电机组效率得到了提高。^[24]

国际上最普遍的基于激励的监管形式是对一定时段内（通常是3~5年内）的固定供电服务设定一个价格或总的收入上限，因此其不依赖于实际成本。在此期间，允许企业随着总体价格水平指数上升，加上或减去由监管机构设定的固定比例调整系数来收费（或获得总收入）。该调整系数一般设定为等于所考虑时段内成本和收入的期望折扣值，并考虑预期生产率收益。这个方法首先在英格兰和威尔士应用，一般被称为RPI-X管理，其中RPI（Retail Price Index）指零售价格指数（如同美国的消费者价格指数），X是由监管机构确定的调整系数。在这个体系下，受监管的企业可以通过降低相对该指数的成本来增加收益。

由于降低成本的一个方法是减少在可靠性或服务质量上的支出，英格兰，澳大利亚和欧洲及拉丁美洲的其他国家在应用中引入绩效指标，并根据电力公司是否达到这些预先设定的指标而进行奖惩。在19世纪90年代，美国许

^① 然而，监管机构不能忽视零售商的主要业务是电力销售。在能源效率和节约成为优先监管项时，以降低能源消费或将其转移到低成本时段为其唯一目标的能源服务公司最适合承担该任务。

多州的监管机构开始试验各种基于激励的监管措施，这包括大范围的改变，从相对短期的价格上限至电价冻结，价格稽查延缓，以及收益分享计划。2001年，有16个州的至少28家供电公司受到该机制的监管。^[25]随后，一些公司恢复到更加传统的基于服务成本的价格确定，并补充按可靠性或服务质量目标来奖惩的激励。

截至2005年，有16个州采用了一种基于绩效的监管形式，其包含基于可靠性和/或服务质量指标的明确奖惩。

图 8.1 中对美国各州所采用的涉及服务质量的绩效监管体系进行了分类。截至2005年，16个州采用了一种基于绩效的监管形式，其包含基于可靠性和/或服务质量指标的明确奖惩。^[26]其中有两个州调整了基于绩效的允许回报率。另外有23个州设定了服务目标或要求电力企业报告绩效情况，但对这些报告没有财务效果。评估美国供电公司基于绩效监管的影响是非常困难的，部分是因为标准、激励和绩效报告的不统一。一项研究发现，激励发电机组满足一定热效率和可用率目标的计划都伴随有发电机组效率的提高，至少表明了基于绩效激励的一些作用。^[27]

要求电力企业报告各种指标绩效的地区通

常使用这些结果来提供效率运营的激励。虽然不如许多欧洲国家使用的价格或收入上限那么强有力，但基于绩效的激励即使在目前美国许多电力企业的应用水平也能产生一些效益。将其推广应用并将绩效与财务激励从形式上结合起来能够增加这些效益，特别是当监管机构和电力企业面对新技术评估的情况下。测量和报告的内容包括停电持续时间、发生率和原因；用户服务指数；电能质量管理；可能的政策目标绩效，例如整合分布式发电和电动汽车，或需求响应的详细信息。

研究发现

更大的基于绩效的监管能够提高配电系统的效率和电力公司投资的质量。需要更好和更多的关于系统成本和绩效的可比数据来进行有效实施，包括系统如何达到政策目标等信息。

成本和绩效数据的价值能够通过协调各监管地区间衡量体系的定义和测量，拓展其在监管中的应用，并公布观测到的绩效数据来加以提升。虽然由于不同服务区域间的差异，不能在电力企业之间进行简单的模式化比较，但是一般公布的衡量体系能够对改进激励提供支持，并促进标准化服务的发展。应当大力鼓励在这些方面的进步。

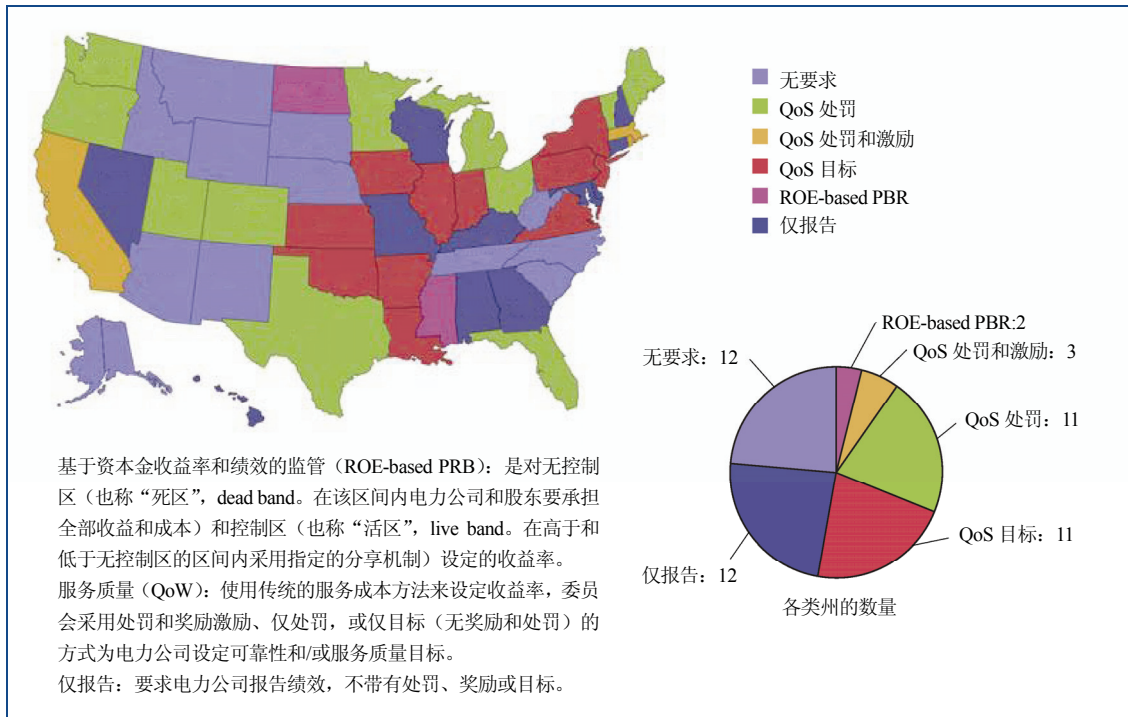


图 8.1 2005 年美国各州采用基于绩效的服务成本监管体系的情况

资料来源: Davies 咨询公司, 美国可靠性监控的州分布 (华盛顿特区: 爱迪生电力研究所, 2005), 表 4-1。

在欧盟和其他地方的监管机构采用两个工具——标杆管理和参照网络模型 (Reference Network Model, 简称 RNM), 其能进一步提升基于激励监管的价值。标杆管理包括从大量可能相似的电力企业收集和分析具有可比性的成本和电网数据。^[28] 美国之外的监管机构通常对不同类型电网的运营成本和服务质量进行标杆管理, 以确定具有可比性电力企业的有效成本和绩效水平。^[29] 对使用零售价格指数 RPI-X 公式设定的价格, 这种运用能够帮助监管机构理解电力企业外部的重要成本驱动因素, 并因此选择一个价格或收入上限以及调整系数, 以满足预期的成本回收目标。正如所预测的, 大多数成本效益好的电力企业并非总是展现高水平的服务质量。^[30] 通过注重服务质量和成本, 监管机构能够努力对被监管的电力企业进行激

励, 以促使其降低运营成本, 同时保持可接受的服务质量水平。

许多美国配电公司可公开获得的、详细的电力公司数据, 特别是绩效数据的差异, 使得难以使用标杆管理的方法。

阻碍标杆管理的是用户基础的大小和地域分布; 服务区域的地形; 地下或架空线路设计选择; 资产年限和类型; 具体投资的数量和时机以及跨区账单或折旧的差异。^[31] 尽管经济模型和详细的系统数据能够帮助监管机构拓展被认为“可比较的”企业群体, 但是调整这样或那样的差异是困难的, 特别是对资本投资来说更是如此。即便是在采用运营成本零售价格指数 RPI-X 的价格上限的辖

区，资本成本一般以与服务成本审核相似的方式纳入价格上限。^[32]但通过综合其他经验，标杆管理至少能够减少一些与新技术投资相关的不确定性。

许多美国配电公司可公开获得的、详细的电力公司数据，特别是绩效数据的差异，使得难以使用标杆管理的方法。随着配网现代化在全国以不同速度推进，需要较长时间来收集数据，并通知现代化的配电系统进行对比。数据收集和分析开展得越早和越有目的，标杆管理的结果就越有意义。

许多欧洲国家配电系统监管机构使用的第二个工具是基于工程设计的参照网络模型（RNM）。这些模型接收单个电力企业配电服务区域的地理地形、电网设计和用户位置及负荷曲线的详细数据，以提供一个定制化的参照或标杆，能够在此基础之上对其实现的运营和投资绩效进行评估。^[33]通过纳入技术和可靠性限制条件，配电网配置，以及运营和管理成本，RNM 可以进行投资和收入要求的模拟。因此，不论是在设计新配电系统时还是对现有系统进行扩展时，RNM 均能用以对资本和运营支出进行评估。RNM 对分布式发电上网和顺应电动汽车发展的非传统投资的成本评估也是有用的，还能够提升我们对这些新电网用户如何影响可靠性和服务质量的理解认识。

参照网络模型（RNM）的一个缺点是，其对不熟悉配电网规划的人员来说相当复杂和难以理解。对考虑中的广域技术进行综合评估，需要建立能够准确表达配电系统不断发展的模型。然而，一旦模型建立并通过验

证，RNM 可跨区分享，可向监管机构提供潜在系统变化影响的定性和定量见解。这个模型在评估新政策的影响和向目标试验或试点项目的设计提供信息时，可作为监管机构进行判断的补充。^[34]

8.3.2 创建新的成本回收范例

处理许多新电网技术固有的不确定性要求监管机构和电力企业考虑新的成本回收体系。传统的电力监管更多地集中于控制垄断和避免过高的成本，而对鼓励创新关注较少。当技术变化加快以及源于创新的潜在收益很大时，这样将会导致付出越来越大的代价。

创新激励的一个核心确定因素是投资风险的分担和补偿。一方面，如果投资者拥有的电力企业不指望至少收回其新投资项目的资本成本，除非一切按计划严格进行，他们就会避免任何风险的投资，新技术的收益将会实现得很慢，甚至根本不能实现。另一方面，不计成本或收益水平，而仅考虑确保电力公司完全的成本回收，将会使其几乎没有理由来控制成本，或者认真地筛选投资项目。在后一种情况下，用户可能看到重大的创新但却可能面对较高的成本或过高的风险。难点就是要在这两种极端情况中找到一个良好的折中方案。

对非投资者拥有的电力企业，当涉及企业管理人员及其监督者依据风险投资结果进行奖励和处罚时，需要进行类似的权衡。一些人向我们建议，这些企业可能更愿意创新，因为管理人员不会担心股东对坏结果的反应。虽然一些经济分析表明，在国有企业中，经理的自主决定权范围较大，^[35]但是我们并未意识到企业

管理结构和创新激励之间存在经验关系的明确证据。^①

处理许多新电网技术固有的不确定性要求监管机构和电力企业考虑新的成本回收体系。

传统定价方法的改变可部分应对风险投资带来的挑战。试点项目已由电费支付者进行资助，并通过小规模应用展示其可行性和成本评估。如第 1 章所述，扭转电力企业科研经费下滑的趋势以恢复适当的资金支持有助于资助试验性应用，其通常要求电力企业与供应商的合作；通过更多的跨公司科研项目或行业组织来扩充科研预算，例如电力研究院（EPRI）可能会增强其影响。监管机构通过作为前瞻性规划程序一部分的事前谨慎审核（或许使用参照网络模型（RNM）或标杆管理，以及授权投资支出可达到特定上限）可降低电力公司的风险。当预先确定范围的这些投资支出免于事后重新考虑，或者当成本回收达到预先确定功能的具体条件时，风险可被降低。一些地区通过使用跟踪设备或平衡账户来解决成本回收的短期不确定性。这些机制遵循具体的支出类型，例如，在特定时段内部署高级量测体系（AMI）的成本，或者在随后的时段内上调价格或增加额外收费，直到全部成本收回。监管机构也会在投资项目开始阶段批准一些意外风险预备资金的回收，或者给予电力企业超过其投资成本的奖

励，以使其达到或超过特定的绩效目标。

虽然诸如此类的方法可以降低电力企业所认识到的投资风险，但其没有必要提供强有力的激励来降低成本。成本共担或共享节余计划能够有助于达到该目标。例如，加利福尼亚州公共事业委员会批准了圣地亚哥天然气与电力公司（San Diego Gas & Electric）部署 AMI 的成本分担计划，如果投资成本低于批准的水平，将给予投资者一定份额的节余奖励，但要求投资者也要承担一定份额的成本超支。如果电力企业没有实现预期的投资收益水平，对其进行处罚的计划是监管机构试图加强成本效率投资激励的另外一种方式。

研究发现

创新的电网技术可能要求新的监管方式以鼓励试验和有效应用，特别是当其成本不确定，其收益涉及提升输电或配电系统的绩效而不仅仅是拓展其能力的情况下更是如此。

创造性的监管方式在促进对最新技术的投资上可能是最有价值的，虽然该情况下成本和收益是最不确定的。监管机构、电力企业和技术提供商之间在该领域的合作十分重要。英国和其他地方的试验政策可为各州监管机构和其他管理配电公司的机构提供参考。例如，英国天然气与电力市场办公室提出一套新的成本回

① 一个有建设性的依据是，合作企业已向其 25% 的用户部署了高级量测体系（AMI），“行政分支机构”（公共电力行政区、公共电力企业行政区，及类似区域）已部署超过 20% 的 AMI。与此相反，只有 6.6% 的投资者拥有的电力企业（IOU）用户拥有 AMI，其普及率甚至低于市政实体（3.6%）和联邦及州的电力企业（0.7%）。^[36] 显然这些巨大差异反映出管理以外的问题。特别是，合作企业和行政分支机构趋向于拥有地域分布更广的用户，这意味着来自 AMI 通信能力的更大效益。但是这些差异太大也会导致难以相信治理不是其中的一项内容。

收、激励和竞争计划，以鼓励对有前景但存在不确定性的新电网技术进行投资。^[37] 这些计划适用于减小新技术投资风险和回报之间的不平衡，提供融资渠道，以及进行潜在的竞争，以鼓励试验和应用。

在加利福尼亚州，与劳伦斯利弗莫尔国家实验室（Lawrence Livermore National Laboratory）合作的三个主要投资者拥有的电力企业（IOU）最近在联合提交给加州公共事业委员会的文件中提出一个鼓励创新的新方法。^[38] 21世纪加利福尼亚州能源系统项目要求来自电费支付者的一个为期5年1.5亿美元的承诺，以资助在网络安全、电源规划、系统运行和人力资源储备这四个领域的科研工作。具体科研活动的选择和监管将由包括行业、政府和潜在公共利益代表组成的董事会负责。该项目强调规划工具的开发和系统集成，这些领域对配电系统越来越重要。对该项目及其实施和最终成果的监管可以作为一种模式提供给其他地区。

解决对创新型配电系统的技术投资给予适当激励的问题是困难的。但这个问题不仅目前很重要，在随后几十年里将越来越重要。州监管机构和其他监管配电公司的机构应尽早解决这一问题。美国各区间监管理念和方式的多样性是一个优势，只要监管机构保持透明度并交流经验，就可以找到和仿效最具有前景的解决方案。

8.3.3 改善电价结构

电力公司电价结构的重要性将会越来越

高，特别是当潜在的对输配电系统的大量投资导致电价上涨并影响到目前的政治平衡时。如本章前面所述，输配电成本大部分与短期供电无关，但是这些从居民和小型商业用户回收的成本通常极大地依赖于售电量。当价格偏离了成本，将导致行为扭曲和经济效益下降。^①

研究发现

通过电量收费（美元/kWh）对大部分固定电网成本的回收，扭曲了电力公司及其用户和分布式发电投资者的行为，并可能成为成本上升时期引起政治上不稳定的因素。

应降低输配电网成本回收对售电量的依赖来直接应对这些问题。监管机构可通过增加固定的用户收费或需求收费（其取决于高峰功率或使用容量，而不是用电量），以及降低或取消电网成本回收的单位千瓦时收费（电度收费）来解决上述问题。^② 这种方法不仅去除了扭曲的根源，同时确保了批准成本的回收，并且随着时间推移，在政治上比电量收费更加可持续。

过去，对小型用户通过电量收费回收成本是便捷的：电网收费在总电费中所占比例并不大，而计算适当需求收费的计量成本相对较高。在美国之外使用的低成本替代方案，例如通过限电防止用电水平超过合同中规定的高峰数值，对美国监管机构的吸引力很小。目前对许多用户来说，随着电网收费与能源成本接近相

① 原则上，大部分地区的输电成本都会出现该问题，输电和配电收费应该类似地处理。但因为输电成本大大低于配电成本，由电量收费回收固定输电成本导致的扭曲不是很严重。

② 一种理想的方式是，在每个配电节点和时间点基于当地的能源边际价格进行收费，并实施用户固定收费以回收更多的剩余电网成本。但目前系统在测量上的差距较大，更谈不上实施这一理想方式了。

等，需要对该结构作更进一步的关注。随着高级量测体系（AMI）日益广泛地应用，用户之间采用不同的固定收费以反映其对电网建设的不同影响会变得越来越容易和经济。

高级量测体系（AMI）表计可以记录与系统高峰同时发生的用电，或者测量某一指定高峰时段的平均用电量。这些做法促进了向固定月度供电收费的过渡，其将根据当地高峰时段的用电量或对电网容量需求影响的衡量而变化。因为高峰用电量往往与不同家庭的总用电量相关，当按电量定价收费，但对用电和分布式发电投资决策没有较大扭曲时，这些收费会导致“大型”用户通常比“小型”用户支付更多的系统成本。从电量收费向基于高峰需求的成本回收过渡，也会大大消除任何电力公司增加其电力销售的激励。固定定价可以使收入与成本更好地匹配：如果配电系统容量极大地依赖于当地高峰需求，需求收费能更好地反映每个用户投入系统的容量成本。通过减少更换或增加配电容量的需求，在系统高峰时段降低的需求可实现较低的配电成本，这并不是在大部分时段内用电量下降的情况。

当监管机构选择非主要依赖于需求或固定用户收费时，“分离”机制可以处理电量电价结构产生的一些问题。分离机制的目的是将电力公司的收入与其电量销售分开，增加电价审核之间的固定供电成本回收，并因此降低电力企业保持或增加售电量的动力。如果所有配电成本通过固定收费回收，电力企业的收入可以独立于其在每个时期的售电量，这本质上就是完美分离。配电成本从电量收费中回收的比例越大，对正式分离计划的需求更大。

在美国流行的分离方式包括收入上限

（revenue caps）和单位用户收入上限（revenue-per-customer caps）。在一个收入上限方式下，电力企业要确保在某一时段内完全达到监管机构确定的收入水平。起初，总收入除以预期售电量（总 kWh）即得到单位千瓦时的美元价格（美元/kWh）。当实际售电量偏离预期售电量时（一般都会这样），要调整电量电价以满足随后时段的收入要求。在单位用户收入上限方式中，假设系统成本随着电力企业服务用户数量的变化而变化。因此收入上限除以用户数量；相应地调整电价以反映用户数量的变化，以及“纠正”实际售电量与预期售电量的偏离。

作为分离的备用方案，一些州采用“损失收入调整”（lost revenue adjustment）机制，其一般仅补偿电力企业因其节能计划所致的收入损失。但这些部分计划并未解决独立于这些计划之外的用户做出的用电量改变。

如图 8.2 所示，截至 2011 年 6 月，12 个州和华盛顿特区已具有分离机制，另外 9 个州有损失收入调整机制，并有 9 个州还处于是否决定实施分离的过程中。

能源节约的倡导者也是分离机制最有力的支持者，并将其基本目的描述为“要减少电力企业在提升能源效率方面的消极性”（例如，参见明尼苏达州条例 216B.2412）。^[39] 虽然分离机制没有给电力企业在节约能源方面带来激励，但通过不再鼓励追求电量销售的最大化，有助于减缓配电公司成本回收需求与电力消费政策目标之间的矛盾。对成本回收和效率的影响依赖于其实施的细节，在不同系统中的情况也就有所不同。分离并没有解决输配系统成本从那些通过投资效率或分布式发电来降低电力消费的用户向其他系统用户转移的问题。

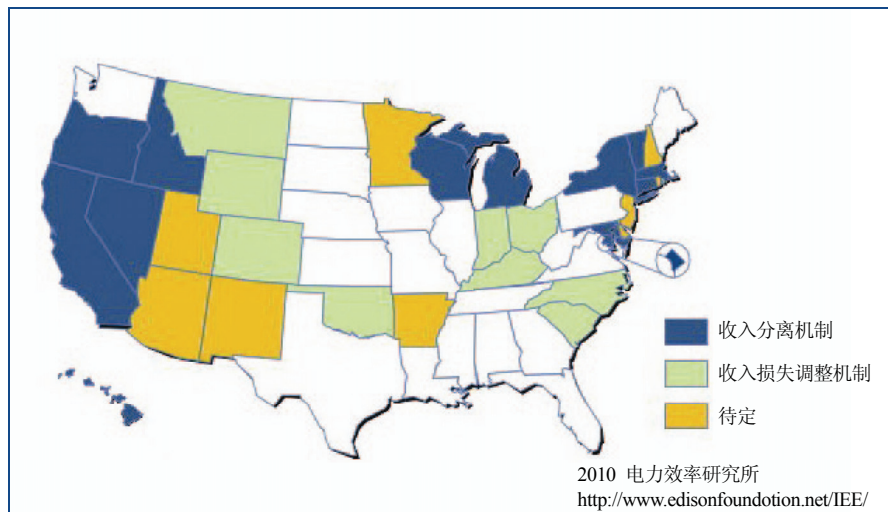


图 8.2 2011 年美国具有分离机制和损失收入调整机制的州

资料来源：电力效率研究所，“州电力效率监管框架”（华盛顿特区，2011）。

当分布式发电设备的安装受净计量影响时，对电量成本回收的依赖可能会特别有问题。在净计量情况下，所发的每一度电通过已规避电能成本和供电服务收费金额来降低用户电费。现场所发的电力越多，用户对回收电网成本的贡献就越少。如前所讨论的，如果价格不分离，对分布式发电的隐性补贴可能在短期内会减少电力企业的收入，并且会把电网成本的负担转移到没有分布式发电的用户身上。在其他条件相同的情况下，这个问题会更加严重，通过电量收费回收的电网成本比例越高，用户高峰净需求与其总用电量的相关度就越低，在电量电价结构下对能源效率的投资也会产生类似的扭曲。

当分布式发电设备的安装受净计量影响时，对电量成本回收的依赖可能会特别有问题。

8.4 结论和建议

电价上涨的压力将提升输配电系统更有效

运行的价值，用户对可靠性和其他性能的关注可能随着时间而增强。收集和公布电力公司成本和服务质量的可比较数据有助于监管机构评价和奖励优良而有效的绩效。

建议

电力企业的运营结果应与绩效考核标准体系挂钩，允许跨越空间（在电力企业之间）和时间进行比较。州监管机构和其他负责监管电力企业的机构应制定并公布一套统一的成本和绩效考核标准体系以便进行比较。

绩效考核应包括任何政策目标在配电系统上应用的进展，以及更多传统的系统质量和成本数据。这些政策目标可包含对分布式发电和电动汽车的适应，动态定价的普及和配网自动化。如要使考核有实效，就应公布考核结果，监管机构应对好的绩效给予明确的激励。

对电力公司的传统监管更多是集中于控制垄断和避免成本过高而不是鼓励创新。在技术

快速变化并具有重大效率改进潜力的环境下，这样的监管代价正变得越来越昂贵。

建议

州监管机构和其他负责制定电力企业电价的机构应设计均衡激励创新的风险分担和补偿机制，提高效率的风险投资，并确保创新投资的成果与用户共享。

我们没有明确支持某个具体的机制。要求创新性的试验、更紧密的合作和分享跨辖区最佳实践所取得的成果，这是一个很困难的问题。

通过电量电价（美元/kWh）回收固定成本扭曲了电力企业及其用户的行为。当分布式发电和效率投资越来越广泛，减少这些扭曲的重要性也在上升。

建议

州监管机构和那些对政府拥有的及合作式电力企业进行监管的机构，应主要通过用户层面的固定收费来回收输配电网成本，对不同的用户收费可能有所不同，但不应该依赖于用电量（kWh）。

固定收费应根据用户对电网建设需求的贡献程度而有所不同。该需求可能近似于过去在高峰时段的需求，或者可根据需求曲线进行估计。在继续加大依赖电量收费来回收电网成本的系统中，通过将电力企业收入与其短期售电量变化进行分离会减少电力企业增加售电的动力。

参考文献

- [1] Electric Power Research Institute, *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid: A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid*, technical report 1022519 (Palo Alto, CA, 2011).
- [2] J.-J. Laffont and J. Tirole, *A Theory of Incentives in Regulation and Procurement* (Cambridge, MA: MIT Press, 1993); and P. L. Joskow, "Regulation of Natural Monopoly," in *Handbook of Law and Economics*, ed. A. M. Polinsky and S. Shavell, vol. 2 (Amsterdam: North-Holland, 2007), 1227–1348.
- [3] V. Sakhrani and J. E. Parsons, "Electricity Network Tariff Architectures: A Comparison of Four OECD Countries," working paper WP-2010-008 (Cambridge, MA: MIT Center for Energy and Environmental Policy Research 2010); National Regulatory Research Institute, *The Electric Industry at a Glance* (Washington, DC, 2008); and J. C. Bonbright, A. L. Danielsen, and D. R. Kamerschen, *Principles of Public Utility Rates*, 2nd ed. (Arlington, VA: Public Utilities Reports, 1988), 700.
- [4] Joskow, see note 2 above; and W. L. Megginson and J. M. Netter, "From State to Market: A Survey of Empirical Studies on Privatization," *Journal of Economic Literature* 39, no. 2 (2001): 321–389.
- [5] U.S. Bureau of Labor Statistics, "Consumer Price Index," <http://www.bls.gov/cpi/>; U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2010* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2010).
- [6] K. R. Fabrizio, N. L. Rose, and C. D. Wolfram, "Do Markets Reduce Costs? Assessing the Impact of Regulatory Restructuring on US Electric Generation Efficiency," *American Economic Review* 97, no. 4 (2007): 1250–1277; L. W. Davis and C. Wolfram, "Deregulation, Consolidation, and Efficiency: Evidence from U.S. Nuclear Power," working paper 217 (Berkeley, CA: Energy Institute at Haas, 2011); and C. R. Knittel, "Alternative Regulatory Methods and Firm Efficiency: Stochastic Frontier Evidence from the U.S. Electricity Industry," *The Review of Economics and Statistics* 84, no. 3 (2002): 530–540.
- [7] P. L. Joskow, "Inflation and Environmental Concern: Change in the Process of Public Utility Price Regulation," *Journal of Law and Economics* 17, no. 2 (1974): 291–327.
- [8] U.S. Department of Energy, *Smart Grid System Report* (Washington, DC: 2009); and M. Scheepers et al., *Regulatory Improvements for Effective Integration of Distributed Generation into Electricity Distribution Networks*, ECN-E-07-083 (Brussels, Belgium: DG-GRID Consortium, Intelligent Energy Europe, 2007).
- [9] W. J. Baumol and J. G. Sidak, "The Pig in the Python: Is Lumpy Capacity Investment Used and Useful?" *Energy Law Journal* 23, no. 2 (2002): 383; and F. Graves and A. Baker, *Disincentives to Utility Investment in the Current World of "Competitive Regulation"* (Washington, DC: Edison Electric Institute, 2004).
- [10] Colorado Public Utility Commission, In the Matter of the Application of Public Service Company of Colorado for an Order Approving a SmartGridCity CPCN: Order on Exceptions, Decision No.C11-0139, Docket No. 10A-124E, January 5, 2011.
- [11] U.S. National Research Council, *America's Energy Future: Technology and Transformation* (Washington, DC: National Academies Press, 2009).
- [12] Electricity Advisory Committee, *Smart Grid: Enabler of the New Energy Economy* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2008).
- [13] P. L. Joskow, "The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the United States," in *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, ed. J. Griffin and S. Puller (Chicago, IL: University of Chicago Press, 2005).
- [14] Database of States Incentives for Renewables & Efficiency, <http://www.dsireusa.org>.
- [15] J. Lazar, L. Schwartz, and R. Allen, "Pricing Do's and Don'ts: Designing Retail Rates as if Efficiency Counts" (Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project, 2011), <http://www.raponline.org/document/download/id/939>; and A. Faruqui and

- P. Fox-Penner, "Energy Efficiency and Utility Demand-Side Management Programs," presented to The World Bank, Washington, DC, July 14, 2011, <http://www.brattle.com/Experts/ExpertDetail.asp?ExpertID=164&page=1>.
- [16] A. E. Kahn, *The Economics of Regulation: Principles and Institutions* (Cambridge, MA: MIT Press, 1988), 69–70.
- [17] Joskow, see note 7 above; T. Zeller Jr., "Smart Meters Draw Complaints of Inaccuracy," *New York Times*, November 12, 2010.
- [18] P. L. Joskow, "Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the Electrical Power Industry," in *Brookings Papers on Economic Activity, Microeconomics 1989*, ed. C. Winston and M. N. Baily (Washington, DC: Brookings Institution Press, 1989), 125–208.
- [19] Electric Power Research Institute, see note 1 above.
- [20] Lazar, Schwartz, and Allen, see note 15 above, table 1-3.
- [21] P. L. Joskow, "Markets for Power in the United States: An Interim Assessment," *The Energy Journal* 27, no. 1 (2006): 1–36.
- [22] Joskow, see note 13 above.
- [23] T. Jamasb and M. Pollitt, "Incentive Regulation of Electricity Distribution Networks: Lessons of Experience from Britain," *Energy Policy* 35, no. 12(2007): 6163–6187.
- [24] See note 6 above.
- [25] D. Sappington et al., "The State of Performance-Based Regulation in the U.S. Electric Utility Industry," *Electricity Journal* 14, no. 8 (2001): 71–79.
- [26] Davies Consulting Inc., "State of Reliability Related Regulation in the United States—Overview and Trends," prepared for the Edison Electric Institute (Washington, DC, September 2005).
- [27] Knittel, see note 6 above.
- [28] D. Giannakis, T. Jamasb, and M. Pollitt, "Benchmarking and Incentive Regulation of Quality of Service: An Application to the UK Electricity Distribution Networks," *Energy Policy* 33, no. 17 (2005): 2256–2271.
- [29] T. Jamasb and M. Pollitt, *International Benchmarking and Regulation of European Electricity Distribution Utilities* (Brussels, Belgium: Council of European Energy Regulators, 2001); and Council of European Energy Regulators, *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply* (Brussels, Belgium, 2008).
- [30] Giannakis, Jamasb, and Pollitt, see note 28 above.
- [31] T. Jamasb and C. Marantes, "Electricity Distribution Networks: Investment Regulation, and Uncertain Demand," in *The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens and Loads*, ed. T. Jamasb and M. Pollitt (Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2011); and P. Nillesen and M. Pollitt, *Using Regulatory Benchmarking Techniques to Set Company Performance Targets: The Case of US Electricity* (Cambridge, UK: ESRC Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, 2008).
- [32] P. L. Joskow, "Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks," *Review of Network Economics* 7, no. 4 (2008): 547–560.
- [33] C. Mateo, T. Gómez, A. Sánchez-Miralles, J. P. Peco, and A. Candela, "A Reference Network Model for Large-Scale Distribution Planning With Automatic Street Map Generation," *IEEE Transactions on Power Systems* 26, no. 1 (2011): 190–197.
- [34] Jamasb and Marantes, see note 31 above.
- [35] Megginson and Netter, see note 4 above.
- [36] Federal Energy Regulatory Commission, *2010 Assessment of Demand Response and Advanced Metering* (Washington, DC, 2011), <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2010-dr-report.pdf>.
- [37] Office of Gas and Electricity Markets, *RIO: A New Way to Regulate Energy Networks, Final Decision* (London, 2010), <http://www.ofgem.gov.uk/networks/rpix20/consultdocs/Documents1/Decision doc.pdf>.
- [38] Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas and Electric Company, and Southern California Edison Company, Joint Application of Pacific Gas and Electric Company (PG&E), San Diego Gas and Electric Company (SDG&E) and Southern California Edison Company (SCE) to Recover Costs of an Agreement with Lawrence Livermore National Laboratory for 21st Energy Systems, A.11-07-008, July 18, 2011.
- [39] T. Brennan, "Optimal Energy Policies and Regulatory Demand-Side Management Tests: How Well Do They Match?" *Energy Policy* 38, no. 8(2010): 3874–3885; T. Brennan, "Decoupling in Electric Utilities," *Journal of Regulatory Economics* 38, no. 1 (2010): 49–69; and P. Lesh, *Rate Impacts and Key Design Elements of Gas and Electric Utility Decoupling* (Lake Oswego, OR: Graceful Systems, LLC, 2009).

第 9 章 数据通信、网络安全和信息隐私

本章中我们将讨论伴随整个电网数据通信能力扩展所面临的机遇及相关的网络安全和信息隐私挑战。

9.1 节介绍了电网通信系统的发展，讨论了互通性及因扩展通信而产生的网络所有权挑战。数据通信将增强与电网各部件的联系，从发电机到输电线路、变电站、配电网、用户表计，以及家庭和商业的用电设施等。随着通信需求的不断增加和技术的不断革新，电力行业将不得不应对前所未有的“持续过渡”状态。本节内容可以作为我们介绍的相关网络安全和信息隐私的重要背景。

9.2 节介绍了网络化的电网系统面临的网络安全问题及相关的管理发展。正在进行的网络安全标准开发程序是保障电网安全的关键。然而，由于网络突发故障或网络攻击不可能完全免除，因此，需要在整个行业对减少此类事件的响应和恢复机制进行研究和发布。北美电力可靠性公司（NERC）已制定了覆盖大电网系统的网络安全基础设施保护标准，国家标准与技术研究院（NIST）正与来自行业、学术领域和政府部门的大型团队共同制定一个标准体系。目前尚无任何组织机构负责监督所有电网运行中的网络安全问题。

9.3 节中，我们研究与扩展性操作和用户数据的采集、存储、使用和披露相关的信息隐私问题。用户已提出这些问题，各州公共事业委员会正通过制定关于电力消费数据（CEUD）的保护和应用方面的各种规定来给予回应。通过多个州的公司共同努力和来自跨州界的数据，在这些机构间仍需进一步开展协作，以向公众确保未来的电网数据收集能得到适当的保护。

9.4 节是相关建议的总结。我们重点强调现有行业与政府合作关系的重要性，这种合作是为了建立广泛的互通性标准。当然，我们也建议指定一个独立机构来承担整个电网的网络安全预案、事件响应和恢复的责任。最后，我们建议州立机构和其他利益相关方对于共同协作以保护数据安全的工作给予重视。

电网是一个“系统中的系统”，成千上万的人、电脑和人工控制装置通过各种通信网络连接成千上万个传感器所提供的数据来进行管理。未来 20 年中，通过电网通信网络传输的数据增长比例将远远超过通过电网传输的电

量增长比例。本报告中，我们讨论了很多发展思路，从波动性能源的并网到广域状态感知（wide-area situational awareness），从实时控制到需求响应，都源于或基于数据收集和通信的扩展。

现有通信流量的扩展和新通信技术的引进（见图 9.1）将带来巨大的挑战。

虽然数据通信的增加将带来可观的益处，但也将增加新的成本和挑战。除硬件、软件、网络 and 人员的直接成本外，数据和通信的不当或非法使用将增加巨大的额外成本。遗憾的是，这些成本难以量化，只能就通信业务和客户潜在影响的可能性及评估进行讨论，并导致用于保护通信系统的成本效益分析复杂化。

未来高度互联的电网通信网络将暴露出在当前电网中尚未出现的弱点。

除此之外，未来高度互联的电网通信网络将暴露出在当前电网中尚未出现的弱点。数以万计的新电力通信装置，从自动表计到同步相

量装置，都将带来攻击媒介（attack vectors）——攻击者用以进入电脑系统或其他通信设备的路径，这将增加蓄意的或者意外的通信干扰风险。^[1] 北美电力可靠性公司（NERC）指出，这些干扰将造成大范围的故障，包括电网设备失控、电网实体或控制中心间的通信中断或停电。^[2]

有关网络安全（从攻击预防、响应、恢复到信息隐私）的明智决策要面对很多基本的社会和经济问题。根据北美电力可靠性公司（NERC）和能源部（DOE）的一份报告中所述，^[3] 这些问题包括：

- （1）私营机构愿意承受的风险有多大？
- （2）公有机构愿意承受的风险有多大？
- （3）用户（或社会大众）愿意支付多少钱来降低此风险？

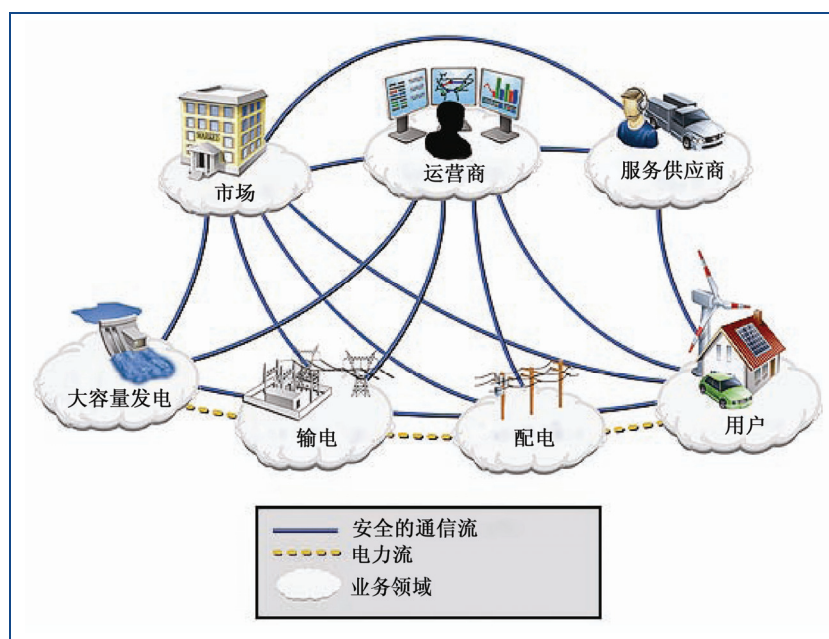


图 9.1 未来电网图解——通信和电力潮流展示

资料来源：国家标准与技术研究院，NIST 智能电网互通性标准框架和路线图 1.0 版，特别刊物 1108（华盛顿特区：美国商务部，2010 年），33，http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf.

(4) 社会对于风险的容忍度及保护成本由谁来做出决策？

(5) 保护成本该如何支付？

(6) 损坏如何界定？包括更换损坏设备的成本、停电的工时及其他受影响的重要基础设施节点数目。

(7) 最重要的关联性在哪里？

为讨论这些问题，本章中提出了重要的观点和战略，以提高对未来电网中网络安全和信息隐私问题及解决办法的认识。

9.1 电网数据通信

几种类型的数据通信网络已在电网中应用于很多方面。

(1) 电力公司自有的广域和局域网络：沿输电线路及配电网在控制中心、变电站和传感器之间发送和接收操作指令和控制信号，其依靠有线（光纤和铜导线）、无线（移动电话）、无线电频率或微波通信。

(2) 广域、局域和当地（邻近）商业网络：不仅被用于电力公司自有网络的类似目的，也

用于公司数据中心之间的通信。若根据与普通公共电信服务商签订的合同或运行安排，这些网络系依靠有线、无线、射频或微波，以及电力线路载波通信。

(3) 公共通信网络：如电话网络和互联网等，传输如价格信号和日发电安排等信息，并与家庭能源网络进行通信联系。

(4) 卫星通信网络：当微波通信价格相当昂贵时使用；相量测量装置（PMU）同样也用GPS卫星导航系统来进行同步定时。

(5) 家庭和商业终端网络：连接用电设备并将控制信息从电力公司传输至家庭或商业场所，一般情况下是由用户自建。

表 9.1 列出数据通信在电网中应用的数据，并列举出了过去 25 年以来其在网络结构、媒介和协议方面的变化。这些变化是伴随计算机技术和通信技术的进步而发生的，并将在未来持续发展。在不断变化的环境中确保网络通信的准确性、可靠性和经济性是实现未来电网目标的一个挑战。

表 9.1 电力公司的通信系统发展概要

阶段	年份	系统特征	网络结构	通信媒介	通信协议和标准
非标准化	至 1985 年	(1) 多种所有权体系； (2) 单一系统单供电商； (3) 基础数据收集	(1) 树状层次； (2) 单一控制； (3) 独立变电站	(1) RS232 和 RS485； (2) 拨号； (3) 中继式无线电通信； (4) 电力载波通信； (5) 每秒 1 200 字节 (bps) 以下	(1) 网络通信协议； (2) SEL； (3) WISP； (4) Conitel 2020 通信规约
标准化发展初期	1985~1995 年	(1) 多供电商系统； (2) 协议转化	(1) 树状层次； (2) 多个控制； (3) 冗余链路	(1) 专线； (2) 无线电分组交换网络； (3) 每秒 9 600~19 200bps	(1) DNP3 协议； (2) IEC60807； (3) TASE 2

续表

阶段	年份	系统特征	网络结构	通信媒介	通信协议和标准
局域网 (LANs) 和广域网 (WANs)	1995~2000 年	(1) 变电站引入局域网; (2) 保护和 SCADA 网络合并	(1) 变电站点对点通信; (2) 变电站通过广域网连接	(1) 以太网; (2) 扩频无线电通信; (3) 帧中继; (4) 兆位数据频率	(1) TCP-IP; (2) FTP; (3) 远程登录; (4) HTTP; (5) DNP3 广域/局域 UCA2.0
集成业务	2000 年至今	(1) 自动化和业务网络合并; (2) 企业 IT 部门; (3) 资产管理	(1) 电力公司广域网与企业网络连接; (2) 网络延伸至用户端; (3) 因特网应用	(1) 数字蜂窝; (2) IP 无线电; (3) 无线以太网; (4) 千兆骨干网络	(1) TCP-IP; (2) IEC 61850; (3) XML

资料来源: V. C. Gungor 和 F. C. Lambert, “一项关于网络通信和电力自动化的调研”, *计算机网络* 50, 7 (2006): 877-97.

9.1.1 未来数据通信结构

对未来数据通信结构的调查研究强调, 其将连接发电厂、输电网、变电站、本地数据采集器、智能表计和用电设备, 以及其他使用双向和广播通信的电网组成部件。^[4] 另外, 市场运营商、企业办公室、电力公司后台系统和规划系统将通过更加灵活、可靠和高速的通信设备连接。表 9.2 系对未来电网互联通信的概念表述。

在电网数据通信体系的管理和规范中一个重要的争论点将是“发电商”和“用户”之间区别的模糊, 特别是那些从最初仅消费电力的用户, 后转变为参与需求响应计划并通过燃料电池、风力涡轮机、太阳能屋顶和其他诸如此类的方式进行发电的用户。数据通信系统需要让用户能扮演好这些多种角色。随着电网发展, 现有的点对点和单向通信网络需要扩展或被双向通信设计的网络所取代。^[5]

现有的点对点和单向通信网络需要延伸或被双向通信设计的网络所取代。

9.1.2 数据通信技术和应用

本研究中讨论的新电网技术将快速产生大量的数据, 这使具有容量增加、减少延迟等待(传送和接收延迟), 以及高于当前可靠性要求的数据通信网络成为必需。一份来自 2007 年国家能源技术实验室向能源部 (DOE) 提交的报告已认识到这些新增需求, 并发现: “当前电力工业中使用的通信系统速度太慢且太局部化, 以致无法支撑现代电网对集成通信的需求。”^[6] 更好的数据存储和管理, 以及更多的系统处理和数据使用也是必需的。管理多样化的计算机和通信技术将使电力公司的工程师们面临技术挑战, 也使监管机构面临政策挑战。

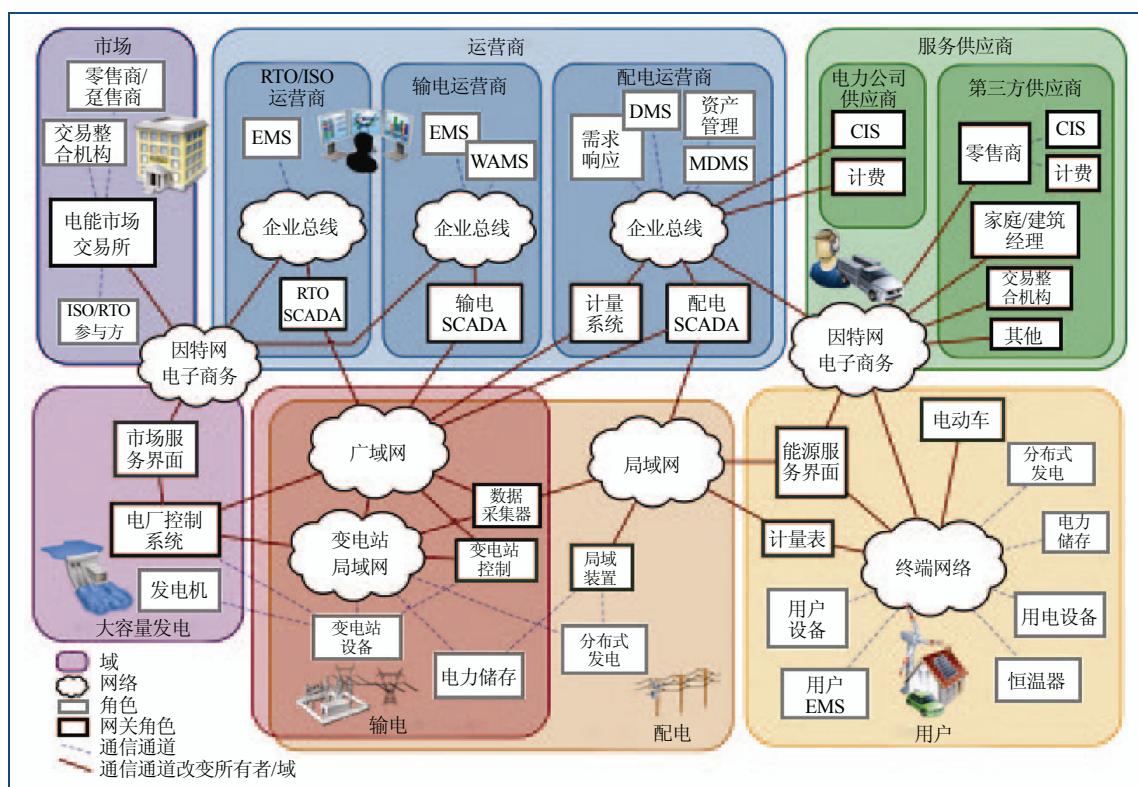


图 9.2 未来电网中的通信流详解

资料来源：国家标准和技术研究院，NIST 智能电网互通性标准框架和路线图 1.0 版，特别刊物 1108（华盛顿特区：美国商务部，2010 年），33，http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf。

注：ISO/RTO=独立系统运营商/区域输电组织；EMS=能源管理系统 SCADA=监测控制和数据采集；WAMS=广域管理系统；DMS=配电管理系统；MDMS=表计数据管理系统；CIS=用户信息系统；LAN=局域网。

表 9.2 列举了各种与电网应用程序相关的数据和网络要求。这些预估来自行业信息，并包括客观和主观评价。当提供一个通信需求的总体概况变得有价值时，就必须对特定用途的数据进行认真检测。以可靠性要求为例，其范围从 99%（每年停运 3.65 天）到 99.9999%（每年仅停运 31 秒）。这些数值变化虽然可观，但并未显示出其长期或短期的影响。在炎热的夏季，一个高级量测体系（AMI）连续停运 3 天便可使一个需求响应系统失去其整个存在的价值，然而在其他季节，若多个短期停运时间累计达 3 天也不会对系统产生太大的影响。对数据速率和延迟等待的预估也是相对广泛的。总

体而言，所有这些预估都显示了对数据通信能力极大扩展和提高的强烈需求。

由于对监控家用电器及 HVAC 的个人家庭网络的要求并不高，因此这些网络极有可能是由用户而非电力公司提供。高级量测体系（AMI）数据通信要求的宽带在源头上也相对较低——从每秒数以千字节的单个表计到每秒上百千字节的集线器和访问控制点。总体而言，AMI 系统中每百万只表计每天能产生大约 1 千兆字节的数据，相当于大型电力公司每年产出 1~2 兆兆字节的数据，这样的信息量是显著而未夸大的。不论 AMI 系统是否传输数据，未来更多的数据将依靠需求响应和其他未来的应用要求进行传输。

表 9.2 电网通信应用的趋势和潜力

应用	媒介	标准/协议	网络要求					
			期望达到的数据 频率/宽带 ^a	可接受的 延迟等待 ^a	使用 频率 ^b	可靠性要求 ^a	安全 性要求 ^a	备用 电源 ^a
家庭区域网络	电力线路通信 ^c ; 无线	电力猫 (HomePlug)、无线个域网 (ZigBee)、并网协议 (IP)						
高级量测体系 (AMI) [*]	电力线路通信 ^{c,d} 、无线电频率 ^{e,f} 、T1、微波、宽频 (通过光纤、光缆、数字用户线路)、商用无线 ^g	回程: WiMAX、LTE 装置到表计: IEEE802.15.4 ^h 、ZigBee	10~100kbps/节点, 回程为 500kbps	2~15s	5~15min/节点	99%~99.99%	高	非必要性
需求响应 (AMI 的一部分)	与高级量测体系 (AMI) 一样	与 AMI 一样	14~100kbps/节点或装置	500ms~几分钟	35d/a	99%~99.99%	高	非必要性
电力输送	电力线通信 ⁱ 无线 ^h	ZigBee、 IEEE802.15.4 ^h	9.6~56kbps, 目标值为 100kbps	2s~5min	每天	99%~99.99%	较高	非必要性
配网管理	光纤、无线 ^j 、卫星、移动电话 ^g	DNP3 (IEEE1815) IEC61850/GOOSE ^k , WiMAX、LTE ^j , IP ^g , IEEE802.15.4 ^h	9.6~100kbps	100ms~2s	持续	99%~99.999%	高	24~72h
分布式电源和存储	光纤、无线 ^j 、微波、卫星 ^g	DNP3, IEC61850/GOOSE ^k , WiMAX、LTE ^j , ZigBee ^g , IEEE802.15.4 ^h	9.6~56kbps	20ms~15s	持续	99%~99.99%	高	1h
广域状态感知 (同步相量)	SONET、ATM、帧中继、MPLS ^{f,g} 、光纤、微波、电力线宽带 ^g	C37.118, IEC61850/ GOOSE ^k , IP ^{h,1}	600~1 500kbps	20~200ms	持续	99.999%~99.9999%	高	24h 供电
电力公司间通信 (南加利福尼亚州爱迪生公司)	光纤、微波、有线	ICCP ^k	>45Mbps	<50ms (DS-3)	持续	99.999%~99.9999%	高	24h 供电
跨地区数据通信 (新英格兰独立系统运营商)	标准通信 T1 铜端线路 (NERC 网)	IP	256kbps	20~200ms	持续	99.999%	高	24h 供电
市场数据通信 (新英格兰独立系统运营商)	有线	IP	18Mbps+45Mbps 连接	20~200ms	持续	99.999%	较高	24h 供电

注:

* 电力公司与智能表计之间的通信和智能表计与应用程序之间的通信要求是不同的, 尽管它们有时被列在“高级量测体系”类别下。前者依靠长距离通信, 而后者则由于距离短会被推迟延后。

北美同步相量项目是很有意义的。支持这些技术的被称作 NASPINet 的通信网络正在建设中。更多的信息请参见 <http://www.naspi.org>。

^a 指示栏信息源于: 能源部、“智能电网技术通信要求”、附件 A (华盛顿特区, 2010 年), http://www.doe.gov/sites/prod/files/gcprod/documents/Smart_Grid_Communications_Requirements_Report_10-05-2010.pdf。

^b “频率”由: 能源部、“智能电网技术通信要求”、附件 A (华盛顿特区, 2010 年) 制定, http://www.doe.gov/sites/prod/files/gcprod/documents/Smart_Grid_Communications_Requirements_Report_10-05-2010.pdf。

^c N. Pavlidou, A. J. Yazdani, B. Honary, “电力线路通信: 技术现状与未来趋势”, *IEEE 通信杂志* 41, 4 (2003 年 4 月): 34-40。

^d END Europe, “Maxim 和 Sagem 为 EDF 开展电力线路通信研发”, 新闻稿, 2008 年 12 月 12 日, <http://www.edn-europe.com/maximsagemtodeveloppowerlinecommsforedf+article+2679+Europe.html>。

^e V. C. Gungor 与 F. C. Lambert, “关于电力系统自动化通信网络的研究”, *计算机网络* 50, 7 (2006): 877-97。

^f M. McGranaghan, D. Von Dollen, P. Myrda, 以及 E. Gunther, “电力公司制定智能电网发展路线图的经验”, 发表于 IEEE 电力和能源学会全体会议, 宾夕法尼亚州匹兹堡, 2008 年 7 月 20~24 日。

^g 能源部、“智能电网技术通信要求”, 能源部 (华盛顿特区, 2010 年), http://www.doe.gov/sites/prod/files/gcprod/documents/Smart_Grid_Communications_Requirements_Report_10-05-2010.pdf。

^h 与 Exelon 员工的个人交流, 2011 年 4 月 25 日。

ⁱ 雷诺尼桑, “雷诺与 EDF 关于零排放电动汽车的合作”, 新闻稿, 2009 年 6 月 22 日, http://www.media.renault.com/download/media/specialfile/9210_1_5.aspx。

^j V. K. Sood, D. Fischer, J. M. Eklund, 以及 T. Brown, “为智能电网开发一种通信基础设施”, 发布于 IEEE 电力与能源大会, 加拿大魁北克省蒙特利尔, 2009 年 10 月 22~23 日。

^k 与南加利福尼亚州爱迪生公司员工的个人交流, 2011 年 3 月 15 日。

^l QualityLogic, “IEEE C37.118 PMU 通信”, http://www.qualitylogic.com/Contents/Smart-Grid/Technology/IEEE-C37_118.aspx。

为了实现对输配电网更科学、先进的控制, 广域监测系统将收集各种运行参数——例如电压、电流、相量和频率等——以亚秒级频率向电网运行中心传送这些数据。这些系统将要求具有高可靠性和备用电源, 以及其他冗余的高数据传输频率。

为满足这些网络要求, 未来电网通信网络的设计将采用创新的技术方案, 并与电力公司、设备供应商、系统集成商, 以及用户间进行合作。电力行业已在努力探索很多不同系统的设计权衡。这些决策中, 绝大部分并不要求政府的直接介入。然而, 在面对重要争议时, 政策制定者可以在标准和互通性, 以及数据通信网络的所有权这两个方面发挥重要作用。以下两节将讨论这些问题。

9.1.3 标准与互通性

为确保通信装置间可通过标准化通信协议实现互通性, 通信设施中引入了更多的部件, 而其他界面标准也将起决定作用。^[7] 国家标准与技术研究院 (NIST) 网络安全工作组定义了不同电网系统间的 137 个接口。^[8] 例如: 每个智能表计、大多数传感器、发电厂和变电站的主要设备将拥有通信模块——来自上百个潜在制造商的成千上万个零部件。而软件程序也来自不同的供应商。安装后, 通信设备的技术又将更新换代, 需要不断评估和检查其互通性。即便功能受到影响, 新老设备并行时仍必须具有“反向兼容性”。

从网络安全的角度来说, 尤其是当新老软硬件需要同时运行时, 如此之多的不同硬件和

软件部件的接入将带来隐患。例如：实施用户需求响应包括配电层面的功率潮流管理、高级量测体系（AMI）连接、配电网管理系统以及覆盖大量用户的计费系统，而他们所安装的设备不可能来自相同的厂商，或者甚至不会来自相同的发电设备。如此之多的接口将增加系统的复杂性并带来许多潜在网络隐患。

一系列通信协议的标准化对实现互通性至关重要。通信协议是数字信息通信的规则和格式。这些协议与通信媒介相结合在很大程度上决定了通信网络的数据速率、时延、安全性和可靠性。国家能源技术实验室 2007 年的报告规定了“支持‘即插即用’互通性的一个开放式的通信结构”及“能被这些通信广泛接受的标准……由该行业确定并同意”。^[9]国家标准与技术研究院（NIST）通过与智能电网互通性专家小组（SGIP）建立了公私合作关系已解决了该问题，以确定电网标准并补充标准缺漏处的空白；2010 年，NIST 报告结论的首版发布。^[10] 2011 年 10 月 25 日，发布第二版征询公众意见。新技术推广应用与互通性要求的权衡将成为电力公司的工程师们面临的主要挑战。

一系列通信协议的标准化对实现互通性至关重要。

关于协议选择的争议一直在持续。例如：在有线通信不能有效实现的地方，只能通过安全的广域宽频无线通信装置来进行通信；

两个重要的无线通信协议分别是全球微波通道互通性协议（World-wide Interoperability for Microwave Access，简称 WiMAX）和长期演进技术协议（Long Term Evolution，简称 LTE），但目前 LTE 明显占据优势。同样，家庭网络行业也对用电设备与智能表计之间的不同通信协议存在争议，包括无线个域网（Zigbee），Inseon，Z-Wave 和 X10。然而，该领域似乎更青睐 Zigbee 协议，但也不排斥其他协议。

互联网协议（Internet Protocol，简称 IP）是公共互联网的核心协议，它规定了网络数据传输的信息格式。由于 IP 已被广泛应用，市场上销售的软件和硬件系统的设计考虑了 IP 流量处理并保护基于 IP 的网络免遭入侵，因此，IP 是大多数网络程序的最佳选择。^① 2011 年 7 月，国家标准与技术研究院（NIST）智能电网互通性专家咨询小组全体会议通过了一系列用于电网的 IP 协议，并在“智能电网互联网协议”文件中进行了概述。^[11] 实际上，IP 已经应用于电网中，并且据预测，基于 IP 基础的网络对于许多智能电网和其他未来应用来说是重要的。^[12] 一些电厂和电信行业代表已向能源部（DOE）推荐以 IP 作为电网通信的标准。然而，虽然一些特殊应用协议可能在一定情况下具有更好的特性，但 IP 将很快成为普遍推广的重要协议选择。^②

对特定协议的标准化决策要求来自广泛的

-
- ① 需重点注意的是，电网数据通信的 IP 应用和公共互联网中的 IP 应用是不同的。在大多数情况下，虽然一些数据通信程序确实假设使用公共互联网，但对电网通信的 IP 网络探讨的是假设不与公共互联网连接的完全分离的网络。这些是分离辩论。对于电网来说，至关重要的是保持重要电网通信系统与公共网络的分离，以免遭受感染。
 - ② 尽管改变可能需要十年或更长的时间，还是应将此视为一次演进情况。例如：国家科学基金会支持的一个全球网络创新环境计划。这个计划的目的是设计出能够使互连网和 IP 并行的协议，以减少延迟等待并提高未来应用程序的安全性。（见 <http://www.geni.net/>）

行业利益相关组织的共同努力，且联邦机构在其中扮演着重要的号召角色。

对特定协议的标准化决策要求来自广泛的行业利益相关组织的共同努力，且联邦机构在其中扮演着重要的号召角色。例如：2010年10月，国家标准与技术研究院（NIST）为联邦能源监管委员会（FERC）制定了5个标准。^[13] 2007年能源独立和安全法案赋予FERC“采用”由NIST推荐的标准的职责，但并未确定该职责的实施办法。^[14] 在此阶段，FERC尚未对这些标准达成一致意见，并决定不予采用。这一决定获得了其他组织的支持。为保证未来电网的发展，国家科学技术委员会建议“在该领域中最大限度地实践这些标准”，而未要求去强制采用。^[15] 电力研究院（EPRI）进一步说明，“随着[时间]推移，达成一致的标准将能产生更好的结果”。^[16] 另外，政府责任办公室（Government Accountability Office，简称GAO）发现，FERC缺乏与该过程中采用的任何相关标准一致的行业监管办法。^[17]

早期标准化（限制创新）和后期标准化（推迟采用并将造成未来互通性问题）间有着重要的权衡。在短期内，国家标准与技术研究院（NIST）对推荐标准的推动将鼓励市场进入和促进互通性。然而根本性的问题是如何在标准化过程中确保持续创新。尽管联邦机构、各州公共事业委员会（PUC）、电力公司和用户群体均在标准制定过程中扮演了重要参与者角色，但在此过程之外强加细化的联邦标准未必有成效。

研究发现

电力公司持续消化吸收电网系统及其构成部件技术发展的能力对于应对电网现代化带来

的数据通信和网络安全挑战至关重要。互通性标准的发展和甄选过程一定能使新技术的快速采用（早期标准化）与持续创新（后期标准化）保持平衡发展。

9.1.4 数据通信网络的所有权

电网数据通信网络的所有权也是一个比较有争议的话题。问题在于未来电网通信建立的基础是选择电力公司所有的自有网络，还是由电信公司运营或出租的基础设施。传统上，电力公司已经建立了自有网络来支持关键的时延、可靠性和安全要求等应用程序；使用商业网络来支持那些要求相对宽松的程序。

最终的选择还要取决于每个公司对于成本（通常，资本成本和经营成本在电力公司管理中是区别对待的）、可靠性、可行性和控制力方面进行的评估。电力公司引用全部因素来证明直接所有权；如：突发事件中一体化电力公司的索赔、商业网络将受通信流量的冲击并有可能对那些需要竞争入网的电力公司来说变得毫无用处。^[18] 而在电网中使用公共通信网络也将更多地造成电信和电力行业间建立更多的相互依赖性，并会带来安全和可靠性方面的问题，比如：由于缺陷的增加而导致一个产业与另一个产业间的故障串联。^[19]

电信公司拥有能够满足电网需要的商业网络。^[20] 联邦通信委员会（FCC）已申明，由于“美国97.8%的地区都已至少被一个3G的网络覆盖，一个坚强的商业无线数据网络可以作为智能电网的一个核心部分来进行服务”。^[21] FCC希望开始对这些网络的可靠性及可恢复性进行测试，并建议各州减少不利诱因来使其应用于电网通信中。然而，这也不能最终认可一个能

够超越其他的特定所有权模式，这些特定条件的识别必须予以考虑。^①而且，目前尚无研究提供明确的、能完全支持任一方案的数据，这也得出一个结论：在一个受监管的环境里，电力公司所有的网络和商业网络仍然都有机会。这也是对二者的鼓励。

问题在于未来电网通信的建立基础是选择电力公司所有的自有网络，还是由电信公司运营或出租的基础设施。

一个相关的规范问题是电力公司通信频率波段的配置。

一个相关的规范问题是电力公司通信频率波段的配置。当前，电力公司使用的得到许可的或未经许可的频率波段都是与其他用户共同分享的。而频率波段的选择通常是根据具体的应用程序和服务领域的具体特性来决定的——例如：农村地区的干扰问题相对城镇地区来说就小得多。^[23]当这些因素早已成为电力公司需考虑的问题时，电力公司更加重视如何在紧急情况时获得频率波段。其中比较有争议的一个问题是，电力公司是否应与公共安全用户——警察、消防队员和急救人员共享网络，还是应有独立的频率波段。在《国家宽带通信规划》中，美国联邦通信委员会（Federal Communications Commission，简称 FCC）建议国会考虑修订 1934 年的通信法案，允许电力公司使用 700MHz 频率的公共安全

网络；并且，建议国家电信和信息管理局与 FCC 进一步确定专门针对智能电网的联邦频率波段的新用途。^[24]

相反，美国电力公司、公共事业电信委员会和其他主要电力公司及电力贸易组织表示支持在电力公司的专业用途上使用专用无线频率波段，并辩称这将促进电网的发展。^[25]而 FCC 提出的解决此问题的办法是，考虑电力在为其他所有公共安全用户服务中的作用，尤其是在自然灾害或其他灾害发生时，它将如何发挥最大的作用。

9.2 电网的网络安全

网络安全指的是所有用以保护数据、系统和网络免受故意攻击或意外危害的方法，包括预防与恢复。对于局域和广域电网系统来说，在整个电网传输的日益剧增的数据通信将带来新的网络风险和挑战。举例如下。

（1）电网失控：由于控制设备或控制中心之间的数据通信失误或干扰导致的电网失控，将造成大范围供电的完全中断。

（2）用户方问题：通过智能表计的干预会引起从错误计费到电力服务中断的问题。

（3）交通中断：如果充电站被改动导致电池不正确充电，而造成电动汽车运营商的交通中断。

（4）数据保密违规：个人和公司都可能为身份窃取、公司间谍活动、物理安全威胁（例

^① 在《国家宽带通信规划》中，FCC 在电网数据通信网络所有权问题上提出了以下建议：“国家应寻求三种并行通道。首先，应加强现有的商业移动网络来支持肩负重要使命的智能电网应用程序。其次，电力公司应该有能使公共安全移动宽带网络用于肩负重要使命的通信。第三，电力公司应被授权建设和运营其自己肩负重要使命的宽带通信网络。每一种方案都有着极大的益处和协调性，以及对一个地理区域或监管体系可能不适用的其他地方所发挥的作用。比起强化一个单一解决方案来说，这些建议将加速推进所有这三种方案的发展。”^[22]

如，通过了解哪些房屋空置），以及恐怖活动（如通过了解到配电网中最重要的输电线等）提供信息。

来自行业、政府和学术界的观察员们已认识到，减少这些风险将使电网网络安全成为全社会以及单个公司需要共同关注的重要问题。例如：北美电力可靠性公司（NERC）在 2009 年的“长期可靠性评估”中就把网络安全问题列为 10 年内有着很高可能性和重要性的六个问题之一，并将持续长达 10 年的研究。^[26]

对于电网来说，随着有不良意图的个人与组织之间的利益增长，缺陷数量的增加将会增大由于意外事故和玩忽职守使风险变为现实的可能性。的确，明尼苏达大学的（原 EPRI 的）教授 Massoud Amin 在国家工程学院发表的一篇文章里写道：“网络系统是电力系统中‘最弱的连接’。”^[27] 需要对电网构成部件和运行流程的设计和实施进行坚决的网络安全意识审视，以减少被攻击的可能性和潜在影响的范围。

保持电网网络安全的挑战来自未来电网的几个特性。

(1) 新的控制系统和流程：在单个电力公司以及用户层面控制电网运行产生的大量信息，将要求新的控制和管理系统及流程。

(2) 部件：电网将由来自多个供应商，具有多个接口和协议，并需遵守多个标准的部件组成。

(3) 持续变化：应用于电网的信息和通信

技术（Information and Communication Technologies，简称 ICT）处于快速持续变化中，而电力公司对电网构成部件的更新速度却远跟不上。这将导致现有和原有 ICT 之间的不兼容以及安全缺陷。

虽然已付诸很多努力且有很多努力仍在进行中来帮助行业完成该任务，但未来电网的这些特性使制定提高网络安全的计划变得尤其困难。2002 年的《国土安全法案》授予国土安全部（Department Homeland Security，简称 DHS）主要职责为制定保护关键基础设施的综合国家计划。2003 年 12 月，在“国土安全总统令”第七条中，确定了 17 个关键基础设施领域，并指定能源部（DOE）牵头开展能源领域（包括电力）的保护和恢复力构建活动。DHS 和 DOE 为该领域共同制定了一个计划，于 2006 年 6 月发布，并于最近予以更新。^[28]

*需要对电网构成部件和运行流程的设计和
实施进行坚决的网络安全意识审视，以减少被
攻击的可能性和潜在影响的范围。*

2006 年，已为能源部（DOE）和国土安全部（DHS）制定了一份能源领域的安全控制系统的路线图（Roadmap），DOE 和 DHS 自 2007 年以来即协作实施该路线图。^①^[29] 2010 年，“国家宽带通信规划”建议（联邦通信委员会（FCC）也附议）制定一个更长远的通信网络安全路线图。^[30] 同年，政府责任办公室（GAO）发布了一篇关于网络安全研究和发展挑战的报告。^[31]

① 能源领域控制系统工作小组是一个公私合作组织，包括来自 DOE 和 DHS 的代表。主要负责此路线图的实施。详见网站 <http://www.controlsroadmap.net/workinggroup.shtml>。2011 年更新的 2006 年 roadmap 可见网站：<http://www.controlsroadmap.net/pdfs/roadmap.pdf>。

2011年，为开展对电力领域中的网络安全风险管理指导，DOE 宣布了包括国家标准与技术研究院（NIST）和北美电力可靠性公司（NERC）在内的公私协作机制。^[32]

为回应国会对提高网络安全的关注，行政部门于2011年5月发布了一项立法提案，责成国土安全部（DHS）负责与工业部门一起加强全国关键基础设施的网络安全。^[33]两个月以后，参议院能源委员会公布了S.1342，宣布由能源部（DOE）和联邦能源监管委员会（FERC）负责电力系统的网络安全（类似的立法，H.R.5026已于2010年6月在议会获得通过）。当这两项提案要指定一个单独负责的机构时，行政部门似乎已更倾向于DHS在网络安全方面的广泛专业意见及其肩负的多领域职责，而国会似乎更偏向DOE和FERC在电力行业方面的专业知识。

随着快速延伸的联网和快速演变的威胁，想要使电网在网络方面完全无缺陷是不可能的，重要的是提高对遭受攻击后的恢复能力和降低攻击带来的影响。

随着快速延伸的联网和快速演变的威胁，想要使电网在网络方面完全无缺陷是不可能的，重要的是提高对遭受攻击后的恢复能力和降低攻击带来的影响。根据北美电力可靠性公司（NERC）和能源部（DOE）的联合报告，“想完全保护系统免受任何威胁或威胁因素是不可能的。对这些威胁和该领域所有风险的有效管理必须采取全面的措施，特别强调恢复力、复原和保护之间的适当平衡。”^[34]特别是对电网，网络安全不仅指对信息的保护，还必须包

含对依赖于或受控于该信息的电网设备的安全性。并且，其目标必须是确保电网的持续可靠运行。

提高电网网络安全所要求的投资规模相当大。2011年电力研究院（EPRI）报告估计，一个电网网络安全的投资大约需要37亿美元，尽管较之为实现智能电网收益大约需要3380亿至4760亿美元的20年净投资估计值来说相对要小。^[35]然而，正如政府责任办公室（GAO）2007年报告所指出的，由于严重事件发生的几率仍然很低，而且后续投资也很难量化，因此使关键基础设施网络安全成为一个商业案例是困难的。^[36]在2011年最新的报告中，GAO找到了一个网络安全度量标准的补救措施，以帮助电力公司从个别网络安全投资上彰显回报。GAO总结道：“电力公司不以成本效益方式投资安全性保障的风险仍然会增加，或者他们必须保有对其网络安全投资做出明智决策所需要的信息，直到这些度量标准得到发展。”^[37]向白宫提交报告的国家科学技术委员会也认识到成本效益的重要性：“（当前的）行政部门获得安全电网的途径是，寻求一种能确保最大限度地提高安全性并能保障最高投资回报率的深思熟虑的成本效益策略。”^[38]但遗憾的是，寻找这种可以平衡风险、影响和成本的方法对行业和政府来说都将是一个挑战。

9.2.1 系统安全和安全生命周期设计

系统安全强调对系统的全面保护和防止攻击，源于系统设计并包括物理和电子屏障的安装使用，以及对潜在攻击活动的识别。图9.3就是对可应用于电网网络安全分析的一个多步骤的系统安全生命周期方案。

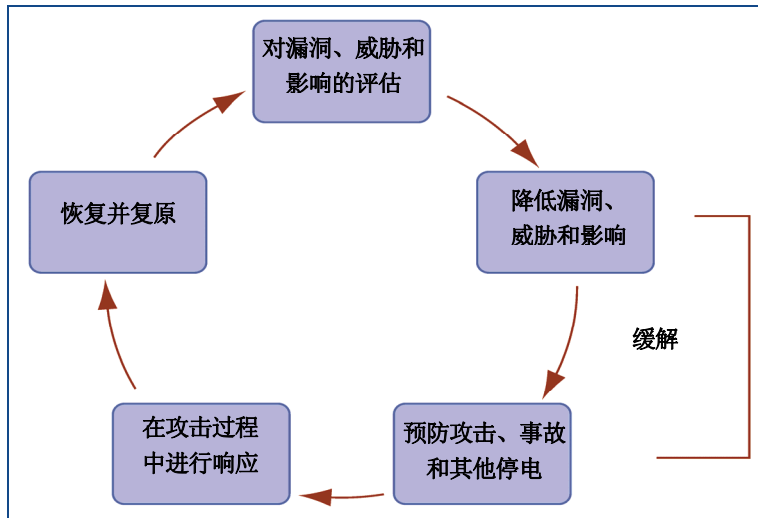


图 9.3 安全生命周期

第一步是对漏洞、攻击载体和潜在的攻击影响进行评估。通过对一个大型的公私工作组的审查，国家标准与技术研究院(NIST)于 2010 年发布了智能电网网络安全指南来解决这些问题，^[39] 随后重点应旨在减少系统漏洞和缓解遭受攻击的风险。电力公司、设备供应商和政府机构都需发挥其作用：电力公司负责整体的安全系统设计、运行和控制；供应商确保其设备设计的安全性；政府机构进行风险评估、检测、认证、标准制定和监管。缓解包括减少系统漏洞和预防攻击，北美电力可靠性公司 (NERC)-能源部 (DOE) 所作的大影响、低频率事件风险报告指出：“也许第一步的充分缓解是要认可，使系统完全免受攻击是不可能的……而结果是，有效缓解协同攻击对系统的影响将要求在系统固有的恢复力基础上设计一个强大的综合预防措施，以及能够使系统运行人员识别攻击，并在其发生的时候进行应对的预案。”^[40] 系统都应被设计为可应对攻击，例如从系统中驱逐攻击者，或者将问题控制在局部区域内。对于电网，应付该问题的策略之一便是隔离线

路以使停电范围最小化。最后，系统将通过恢复操作和检索或修复被毁坏的数据而从攻击的影响中得以恢复。

随着电网的发展，漏洞和攻击类型会像现代电脑病毒一样快速发生变异。与尝试对每一新型攻击进行防御相比，预测可能存在的攻击影响并重视恢复和有利的回应更能有效地减少负面的影响。^[41]

我们相信电网信息技术的自然演进已指向以下方法：日益快速和精确的系统控制与监测技术的发展和一体化应能促进更快速的攻击监测以及随后更短时的响应和恢复。网络攻击响应和恢复措施将成为值得电力公司及其设备供应商和学术界继续开发研究的课题。

研究发现

由于通信系统延伸至电网控制和操作的每个方面，因此其复杂性和持续演进将阻碍对网络攻击的精确防御。响应、恢复和保护都是网络安全程序和规范的重要问题。研究基金将对网络攻击响应及恢复发展的良好实践给予特别关注。

尽管网络安全并不是互联网设计中的关键因素，迄今网络安全在电网构成部件设计中也并未特别给予优先考虑。这可能导致高度干扰，或甚至灾难性的局面。例如，试想佐治亚州的某核电厂在两个系统连接时，当其中一个系统上更新的软件重置了另外一个系统的重要数据库后，核电厂将紧急停运。^[42] 奥罗拉试验和 Stuxnet 蠕虫病毒是本章后面将讨论的另外两个例子。根据其他领域的经验，最有效的安全保障是“从设计开始的”，并要求考虑安全生命周期的所有方面。

9.2.2 漏洞

虽然有效的攻击响应将成为电网持续运行的重要因素，但消除电网网络安全漏洞仍显得尤为重要，并且是制造商、电力公司和政府的职责。为实现该目标，将增加对电力领域保护其 IT 和通信设施的要求。^[43] 随着电网现代化的发展，系统信息和通信技术的日益普及以及

有权使用这些技术的大量人员将创造一个不断演变的网络安全形势，其中相对重要的特殊漏洞将不断变化成为一种新型攻击。尤其是电网运行中互联网的引入已给电力系统带来更多漏洞，特别是在那些相应的安全控制尚未到位的地方。^[44]

网络安全漏洞的产生源于人员、流程、技术和物理环境中的薄弱环节，图 9.4 展示了这些漏洞类型。

安全问题通常由于外部电脑黑客和攻击者造成，也会由于员工的不满情绪所致。这些人能够利用自己的知识造成严重的破坏。例如，2000 年，澳大利亚水利系统的内部攻击就造成 80 万 L 污水流入昆士兰州的河流和公园。^[45] 美国计算机应急准备小组的控制系统安全中心的 Rober Turk 在 2005 年的论文中指出，内部人员制造了 38% 的控制系统网络安全事故。^[46] 最近，国土安全部 (DHS) 已向电力公司发出警告，“内部入侵者及其行为已对美国电力公司信息系统和基础设施构成了极大的威胁。”^[47]

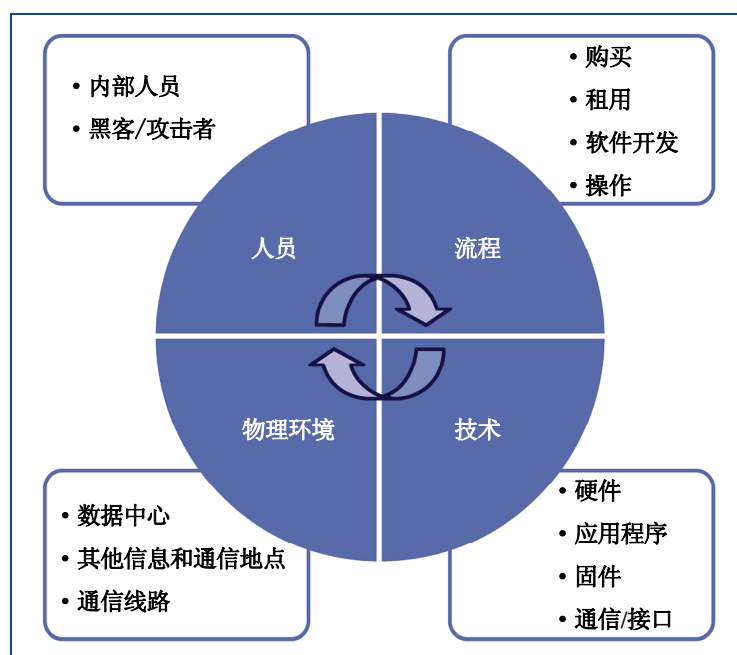


图 9.4 网络安全漏洞分类

流程安全使所有操作程序，包括企业及其设备和产品的保护措施都安全。对于电网的网络安全，在购买认证前，需要对设备各种安全检查结果进行运行和验证，对可能的 IT 和通信租用进行外部安全检查，启动软件开发流程，包括安全检查清单，并对计算机和通信设备进行物理安全检查。

技术安全包含通信和 IT 硬件、应用软件、装置嵌入式软件（由生产商特别提供的“固件”）、通信协议和通信接口的设计、启用和互通性。未来电网将拥有上百万的编程装置——尤其是智能表计，但也包括电动汽车、相量测量装置（PMU），变电站设备和其他设备——这是目前所有的软件应用和固件安全的薄弱环节。

通信安全包括减少会影响通信网络协议安全地传输其数据的协议漏洞。在这种情况下，一些安全问题和解决办法将依赖于所使用的协议。电网系统之间的通信接口将给电网带来关键的漏洞点。例如：用户需求响应可能涉及高级量测体系（AMI）、配电管理系统和跨越众多用户的计费系统之间的通信接口，可能具有多种类型和版本的通信部件，甚至是在单个电力公司环境中。这样一个系统不仅导致额外的互通性成本，且额外的复杂性会增加数据干扰和其他安全问题。在 2010 年的指导方案中，国家标准与技术研究院（NIST）详细讨论了这些网络安全的“使用案例”和漏洞级别。^[48]

为消除对软件和通信接口的干扰，对电网硬件和设施的物理接入进行控制也是必要的。

若获得通信路由器和控制器的物理准入权限，将允许一个具有此方面专业知识的人员对数据流造成重大破坏。同样，获得公司数据中心或其他设备位置的准入权限也会允许对设备进行直接控制。

最终，电力公司将不得不考虑在其应用的新技术和系统中应采用何种网络安全保护。测试在电网中如何使用部件和技术的真实情况与思考在整个系统环境中各个部件及其位置将具有同等的重要性。为了论证单个电网技术将面对的安全性风险，表 9.3 列出了与高级量测体系（AMI）技术相关的攻击载体、可能的影响和可能的解决方案。^①

9.2.3 部件和系统测试

辅以综合系统的测试，对单个系统部件的严密测试能够帮助减缓网络安全风险，并当漏洞出现时给以更好的系统响应。根据政府在网络安全领域的技术专家意见，包括爱迪生电力研究院（Edison Electric Institute，简称 EEI）和北美电力可靠性公司（NERC）在内的几家电力公司和行业利益相关者联合支持受资助的系统测试。^[49]

政府正在进行的一个值得注意的努力是由能源部（DOE）启动的国家数据采集和监控（Supervisory Control and Data Acquisition，简称 SCADA）试验平台项目。该项目由爱达荷国家实验室、山迪亚国家实验室和其他合作者具体实施。在该自发项目中，实验室进行的是对控制系统和第三方供应商设备的缺陷评估。这些

① 智能电网高级安全加速项目研究表明，关于网络安全风险的案例研究不仅与高级量测体系（AMI）有关，还与配电网管理和电动汽车有关。能源部（DOE）和多个设备公司组成了协作组织来加快电网安全要求的研究。详见网站：<http://www.smartgridipedia.org/index.php/ASAP-SG>

测试可有效地发现以往未知的控制系统缺陷。例如：2007 年的“奥罗拉”试验就发现了可侵入电网操作系统并可能造成灾难性后果的薄弱环节。^[50] 这一发现后不久北美电力可靠性公司（NERC）就提出了建议，但三年后该建议才被行业采纳为减缓战略，并要求所属范围内的电力公司每 6 个月汇报进展情况。^[51]

更严密的安全测试的更严密的程序可以减少由于高版本的 Stuxnet 蠕虫病毒所致的损坏，

这种病毒于 2010 年被发现由西门子提供的某 SCADA 设备的一个通用默认口令进入到控制系统。^[52] 2006 年初，爱达荷国家实验室已发出了因薄弱口令带来的威胁的警告。^[53] 由于国家 SCADA 试验平台项目的过程是自愿的，并且这些合作者和组织对在那里所做的工作均签订了保密协议，对于西门子系统是否已做过这样的测试不得而知。即便我们假使它做过，但这些建议是否被采纳实施仍然不得而知。

表 9.3 对高级量测体系的攻击，包括可能造成的影响和解决方法

攻击载体	影响	可能的解决办法	解决办法要求
计量表上的物理攻击	(1) 窃电； (2) 用电数据错误传输； (3) 用电数据盗窃； (4) 人员/计费信息盗窃； (5) 供电中断	(1) 防撬封口或物理锁 ^a ； (2) 干扰检测机制 ^b ； (3) 自动系统保护 ^c （如数据删除）； (4) 计量表固件和安全证书的定期升级 ^d ； (5) 非对称加密 ^d ； (6) 频繁但非定期更换密匙、预安装密匙 ^e ； (7) 需要最短时间的数据存储设计结构 ^b	(1) 足够升级的网络带宽 ^d ； (2) 关于“足够”网络带宽的正式行业协议； (3) 关于软件安全的最小安全标准（定期更新）和干扰检测机制的最小安全标准（定期更新）； (4) 满足安全标准的定期软件更新需要的政策要求； (5) 自动系统保护的政策要求
对计量表数据采集点的阻断式服务攻击	(1) 与当地计量表连接的阻断式服务攻击、中断当地网络； (2) 由于数据遗漏可能对电力公司数据网络造成的上流串联影响	(1) 在采集点的干扰检测机制； (2) 自动系统保护（如数据删除）	干扰检测机制的标准
对电力公司计量表数据管理系统的软件攻击	(1) 用电数据的大规模盗窃； (2) 个人/计费信息的大规模盗窃； (3) 供电中断； (4) 计量表断开	(1) 预防非法进入的电力公司安全政策； (2) 非法入侵/干扰的检测方法； (3) 电力输送系统从电力数据管理系统中分离	(1) 公司安全政策； (2) 用户准入政策； (3) 后台系统设计政策； (4) 电力公司防窃机制的实施

资料来源：

^a S. McLaughlin, D. Podkuiko 和 P. McDaniel, 发表于第四次重点信息基础设施安全国际研讨会会议记录中的“高级量测体系中的能源盗窃”（纽约，NY：IEEE 出版社，2009 年）。

^b R. Shein 于 2010 年亚太电力与能源工程会议上发表的“高级量测体系部件的安全措施”（纽约，NY：APPEEC 和 IEEE，2010 年）。

^c InGuardians, *高级量测体系的攻击方法*, 卷 1.0.（华盛顿特区，2009 年）。

^d F. M. Cleveland, “关于高级量测体系的网络安全问题（AMI）”，发表于 IEEE 电力与能源学会会议，宾夕法尼亚州匹兹堡 2008 年 7 月 20~24 日。

^e C. Bennett 和 D. Highfill, “AMI 智能表计并网”，发表于能源 2030: IEEE 可持续能源基础设施论坛，佐治亚州亚特兰大，2008 年 11 月 17~18 日。

对系统安全性的评估也有助于确保适当的安全性水平。2008年，政府责任办公室（GAO）在美国最大的公共电力公司——田纳西流域管理局开展了一次关于控制系统安全性的扩展审计。在GAO审计之前，田纳西流域管理局已使用几种方法来提高网络安全，随后，为了使网络安全和风险管理政策更好地贯彻落实到控制系统中，并可通过第三方来测试网络安全漏洞，管理都集中到网络安全责任方面。^[54]

由于随着电网技术发展出现的网络安全风险的快速变化，系统的安全性也在随时间而变化。此外，现代化电网技术、系统和安全政策的复杂性以及快速演进，使发布保持长久适用的通用安全设计指南变得非常困难。这些因素增强了持续进行的关于部件和系统测试的重要性。

9.2.4 持续的技术转变

一些政策制定者和州公共事业委员会（PUC）已在关注智能电网技术和通信手段的快速演进。实际上，由巴尔的摩燃气与电力公司提出的在马里兰州安装136万台智能表计的建议最初也被马里兰州PUC拒绝，理由是计量技术会过时所带来的高风险和其他原因。如果通信缺乏灵活性，或者所使用的协议的约束性在电网发展过程中显得滞后，这种情况就会发生。^[55] 如果从长远来看，爱迪生电力研究院（EEI）表示，“智能电网技术本身可能具有比被该技术所替代的设备短得多的生命周期。”^[56]

持续的转变也将引发重要的网络安全问题。特别的安全挑战将成为已安装智能表计的问题。据估计，截至2011年6月，全国范围内已安装了2000万台高级量测体系（AMI）表计。^[57] 这些表计的安全性可能被视为与未来的

网络安全性标准不匹配，并且，最早开发的表计可能未考虑国家标准与技术研究院（NIST）于2010年发布的“智能电网网络安全指南”或者由智能电网高级安全加速项目制定的“AMI安全性纲要”中的要求（见196页页下注①）。^[58]

电力公司表示，至少在安装新设备时继续使用原有设备是必要的，并且，不能只因为安全性理由而安装新的设备。^[59] 系统升级程序为解决该问题的一个方法是，在新老电网部件中插入一个“保护盾”或是一个封装设备。该保护盾可以保护其下的装置免受现代网络攻击，而更低水平的装置的升级可以放缓。ABB电力技术公司解释，“这样的方法可以把既定的系统封装到一个安全的光缆保护区域内，从而在电力公司的防火墙内、外都将其与其他系统隔离开来。通信通道也可通过升级至支持加密的现代协议、认证和授权机制而得到保护。随着适当的授权程序的应用，也可通过与新用户接口连接来实现对旧系统进入的控制。”^[60]

虽然持续的转变可能给电网带来网络安全风险，但它也呈现出解决方案。一个行业观察员评论说：鼓励网络安全手段不断创新的规定将有助于确保它们应对不断演变的对电网的威胁。^[61] 值得注意的是，网络安全技术和策略的创新可能会受限于未来对网络安全要求的监管的不确定性，反过来，这种创新将有可能阻碍一个坚强的、有恢复能力的电网基础设施的发展。

9.2.5 网络安全管理

网络安全活动覆盖了电网发展和运行的所有方面，从发电到输电，再到配电；同时，也跨越了电网风险管理的所有方面，从防范预案到响应及恢复。对于这些活动的管理是受多方监管和

立法机构控制的，而在有些情况下，也并非是这样的机构（如合作式电力公司或市政电力公司）。

关于电网网络安全的主要管理是北美电力可靠性公司（NERC）制定的应用于美国大电网系统的关键基础设施保护（Critical Infrastructure Protection，简称 CIP）标准。这些标准要求该行业的责任实体提交根据特定准则定义重点资产的文件，并对自身的网络安全预案进行核查。^[62] 如不按要求会导致每天高达 100 万美元的罚款，尽管迄今为止尚未发生接近此金额的罚款。

当前困扰关键基础设施保护（CIP）标准的一个问题是，是否应重视报告编写和文件制定，而不是网络安全的持续改善。CIP 标准已经过了多次修订，而每一次的目的都是为了加强对改善网络安全的重视。2010 年，借助于原安装系统以确保 CIP 的一致性，美国亚利桑那州的一家电力公司就能够对微软病毒的入侵进行检测和响应。^[63] 一家电网系统供应商报道称，电力公司通过降低其网络复杂性水平来满足 CIP 要求，而具有讽刺意味的是，这将降低系统应对攻击的能力。^[64] 另外，2011 年由能源部（DOE）总检察长开展的一次审计就批评道：联邦能源监管委员会（FERC）所支持的 CIP 标准没有通用安全实践，而且实施的方法也很差。^[65] 关于 CIP 标准的进一步修订正在进行中。

国家标准与技术研究院（NIST）的智能电网网络安全指南已细化到技术要求，识别电网中现有的或期望的不同通信接口，以及保护它们

的技术这些方面。^[66] 与以流程为导向并重视大电网系统的 CIP 标准所不同的是，NIST 的工作本质上是技术，并且覆盖范围包括输电和配电方面。^① 正如前面所介绍的，NIST 的工作是促进行业采用适当的国内和国际电网标准。根据 CIP 和这些标准在侧重点和范围方面的不同，它们之间几乎不存在重叠性。然而，这两种方案的存在可能会混淆利益相关者的选择。^②

当前困扰 CIP 标准的一个问题是，是否应重视报告编写和文件制定，而不是网络安全的持续改善。

除北美电力可靠性公司（NERC）的 CIP 标准、国家标准与技术研究院（NIST）的建议，以及州公共事业委员会（PUC）的一些初始规定（不包括市政配电公司和合作式配电公司）之外，再没有关于电网网络安全性的法律、规范或正式的最低标准。

而且，北美电力可靠性公司（NERC）的管辖权仅限于大电网系统。^[69] 投资者所有的电力公司配电系统，负责大约 66% 的售电量，是由州公共事业委员会（PUC）进行监管；而市政配电公司和合作式配电公司则不受任何监管机构管辖。^[70] 也就是说，考虑到为发展有效的网络安全防御提供所需的技术专业水平和持续更新需求，这对政策制定者发布详细的网络技术安全规定指令是没有效率的。诸如电气和电子工程师学会和国际电化学委员会这样的组织已有广泛的标

① GAO 2011 年的报告中批评国家标准与技术研究院（NIST）指南的理由是其缺乏组合物理攻击的信息和更新指南所要求的最终时间进度。

② FCC 将现有的 CIP 要求和其他标准间的潜在冲突已确认为一个需要关注的领域，并且指出，这种含糊性是由于电力公司放慢决策和新技术推广应用而造成的。^[68]

准制定流程，而在此过程中，国家标准与技术研究院（NIST）发挥着推动电网标准制定的作用。相反，政策制定者们可以按照 NIST 指南建议侧重于制定最佳安全实践的框架，以确保安全监管水平可以快速提高，且不会遏制其创新。

仅遵循标准未必就能保证电网安全。

最后，需要特别注意的是，仅遵循标准未必就能保证电网安全。电力研究院（EPRI）解释道：“在没有相关政策、持续进行的风险评估以及培训的情况下，仅依靠网络安全技术和遵循标准来达到安全运行是不够的。”^[71] 基于风险管理方法，为帮助提高电力领域的安全运行水平，联邦和州监管机构正在制定最佳实践的框架和模型流程以对网络攻击进行响应和恢复。例如：2011 年 9 月，能源部（DOE）、国家标准与技术研究院（NIST）、北美电力可靠性公司（NERC）和行业代表共同协作起草了“电力领域网络安全风险管理流程指南”初稿。^[72] 这些重要行动将是电力行业必须采纳的“安全文化”的一部分。

然而，对大电网的一次成功攻击所产生的后续影响比对配网的攻击所隐藏的影响更严重，输电和配电之间的界限也变得越来越模糊，而配电网层面的网络安全风险应该被给予更多的重视。对于电网不同运行水平之间的快速互联扩张的考虑，将对今后解决电网网络安全问题起到至关重要的作用。州公共事业委员会（大部分只对投资者所有的配电系统负责）、市政电力系统、合作单位，以及其他公共系统大多缺乏解决网络安全问题所必需的专业技术。

研究发现

目前还没有国家级的权威机构对全国的电网网络安全预案负责。联邦能源监管委员会（FERC）和北美电力可靠性公司（NERC）在大电网系统网络安全标准的制定和一致性上具有权威指导作用，但目前还没有符合配电系统的网络安全监督标准的国家规范。

9.2.6 鉴定

在如同电网一样大和复杂的系统中，网络攻击和故障是不可避免的。鉴定工作重点关注的是当网络问题出现时发现其产生的根源，并且能在很大程度上帮助改进系统设计。与电力行业的利益相关方分享此类型信息将允许对改进的程序和系统进行开发，这有助于防止问题再次发生。

在运输业行业，国家运输安全委员会分析了主要的运输事件以确定故障的原因，并为相关的政府机构，如联邦航空管理局，提供改进建议。类似的机构在发展美国电网网络安全鉴定技术中是很有价值的。由于众多机构都参与到电网网络安全的发展中，这样一个机构可以直接向行业和其他利益相关方以及联邦政府提出建议。2010 年 9 月，能源部（DOE）颁布了两项有关国家电力领域网络安全组织的授权。一个独立的非营利性实体可发挥此项功能，并且可促进在正常的竞争性或保密性组织之间更广泛的信息共享。^[73] 这样的组织没有任何监管职权。北美电力可靠性公司（NERC）也在运作电力领域信息共享和分析中心。该中心的存在目的是为了与行业会员交流威胁信号、缺陷，以及对行业会员、政府合作者及为其他关键公共基础设施成立的信息共享和分析中心的保护策略。其他行业的经验表明，

类似这样的主动性将为提高未来电网的可靠性发挥重要作用。

9.3 信息隐私和安全

与网络安全相关的还有信息隐私和安全性。未来电网将对来自成千上万个传感器的详细运行数据，以及来自上百万个用户的用电数据进行采集、传输和存储。本节讨论的是如何使这些数据对需要的人员发挥可靠作用，同时保护其不为他人所用。行业和监管机构提出了以下重点问题。

(1) 什么是我们所关心的数据？

(2) 我们如何定义哪些人可以获取这些数据？在什么时间，怎样获取？

(3) 如何确保这些数据受到适当的控制和保护？

(4) 我们如何做到隐私保护与数据获得的商业或社会利益间的平衡？

由于就其他行业和数据而言这类问题已经讨论过，因此本报告并不准备在信息隐私和安全性方面提供一个通用规约，而会更强调未来电网运行中出现的信息获取、使用和披露的具体问题。^① 电力行业和不同的政府部门已在考虑这些问题。近期，能源部 (DOE)，联邦通信委员会 (FCC) 和国家标准与技术研究院 (NIST) 的主要精力则放在征求行业建议方面。^[74] 实际上，对于电力公司来说，保护数据隐私已不是一

个新的问题。国家公用事业管理机构协会在 10 多年前就已强烈建议，采用与电力公司用户信息使用相关的通用隐私原则来解决此问题。

9.3.1 隐私和安全性问题分类

安全性和隐私问题明显存在于以下两种类型的电网数据中：运行数据和电力消费数据[或“用户用电数据”，Consumer Electric Usage Data，简称 CEUD，源自能源部 (DOE) 定义术语]。

电网运行数据是关于发电、输电及配电部件或非单个用户方面的系统的数据或信息。^② 电网主接线图、设备和控制信号规范以及运行规程都属于电网运行数据。输电线路电力潮流的负荷分析和水电站发电机的运行日志也属于电网运行数据。这些或者其他信息的不当披露可能导致有形的或是客观的、竞争性或社会性的危害。

当公共媒体对隐私的讨论集中在用户用电数据上时，电网运行信息的控制就显得更为重要。

用户用电数据 (CEUD) 是从测算单个商业和居民用户用电量得来的数据。^③ 消费水平信息的不当披露，例如每分钟的用电量，不但可能产生客观性危害，还可能产生无形的或主观性危害。产权剽窃和物理攻击是前者的例子。更多的主观性危害是“由于第二或第三方为其中某一方造成的信息安全问题带来的”。^[76] 用户对智能电表的安装和高级量测体系 (AMI) 的大规模使用倍感焦虑，这值得认真考虑。

① 信息隐私研究解决的是从信息定义到信息采集、存储、获取和使用方面的问题。信息安全性研究解决的是，通过信息隐私规则或其他方面对从非授权渠道获得并使用信息的保护。

② 当“信息”和“数据”被交替使用时，它们是相关联的但却是不同的术语，信息属于处理过的数据。

③ 电力公司在他们的正常操作流程中也会处理“个人可识别信息”(PII)，所有面向用户业务的公司亦是如此。PII 是用于确认任何个人和组织的数据和信息。例如姓名、住址和电话号码被一起称作 PII。和 PII 有关的私密问题已在很多论坛上讨论过，本报告中不再作进一步的讨论。

9.3.2 运行数据的隐私性和安全性

当公共媒体对隐私的讨论集中在用户用电数据上时，电网运行信息的控制就显得更为重要。确切地说，将对电网运行有很大的影响。电网运行信息披露不当，比如运行规程、网络拓扑结构、控制信号和负荷分析数据等信息，可能在客观上会导致安全和竞争方面的危害。这些数据的使用可能增加对电网的物理或网络攻击，这已在如 Stuxnet 蠕虫病毒和奥罗拉试验中得到了证实。

过去，企业利益决定着关于竞争性信息会被披露的隐私问题的探讨。然而，目前在全世界范围内，政府从安全角度出发关注信息保护，因为对手可能利用被公开的信息寻找到电网的薄弱点。电网运行信息的保护，大电网由北美电力可靠性公司（NERC）处理，^① 配电系统由公共事业委员会（PUC）处理。电网运行信息保护通常被认为是“安全”问题而不是“隐私”问题，不管这是怎样的专业术语，电网运行数据保护都值得政策和法规的重点考虑。

正如电网运行安全的重要性一样，由于它具有直接伤害个体的潜力，用户用电数据（CEUD）的不当披露常常引起公众更多的关注。本节的后面部分将侧重与 CEUD 相关的隐私问题。

9.3.3 用户数据的隐私和安全性

多年来，电表是用于生成用户账单而进行月度计费的主要信息源。目前，新的智能电表每小时可多次测量用电情况。如表 9.5 所示，这些数据通过电网通信网络并非只能到达电力公司，还可以到达潜在的第三方服务供应商和政府机构（其中的一些数据流可能是综合数

据）。由于数据采集和数据使用而导致的主观和客观的隐私担忧，包括身份盗用、执法机关和其他机构对个人的监督，商业竞争者和第三方服务供应商进行的能源使用监督，来自犯罪嫌疑人的实际危险以及其他对数据的错误使用。^[77] 注意这些对用户用电数据（CEUD）的使用与电网运行或其他辅助服务都没有任何关系。例如：据《哥伦布快讯》报道，俄亥俄州电力公司例行地回应了关于在扫毒行动中使用信息的传闻。^[78] 信息隐私问题不只限于某一类组织或某一种用途。企业、政府和犯罪嫌疑人都是 CEUD 的潜在用户，他们的目的广泛。而这些目的在个人或商业用户看来可能是也可能不是合理或合法的。

信息隐私问题不只限于某一类组织或某一种用途。

用户用电数据（CEUD）是从所有电力用户处收集得到的，主要通过电力公司的披露，将对上百万人和商业用户造成影响。当电力消费仅是按月计量时，大多数人不会特别关注这些数据是否受到保护或将被如何使用。但是，随着上百万只智能电表的安装，并且还有成千万只智能电表正在安装，如何获取它们所生成的用电数据是更值得关心的问题。这些数据确实具有很多合法用途，包括其中一些可能对家庭和商家是有价值的。例如，数据可提醒用户，哪些多功能的用电设备会超额用电。这些数据还能促进需求响应系统及普通家庭和商业能源管理系统的推广。然而，由于它们也存在其他或许不尽如人意的用途，行业和政府内部对于

^① 例如，见北美电力可靠性公司（NERC）规范 CIP-003-4，明确“网络安全政策，即代表管理委员会和确保关键网络资产安全的能力”的实施。

这些信息的收集和保护上有反对意见。下面列举了一些有争议的问题：

(1) 数据采集。

——正方观点：采集详细的用电信息可通过引进新的服务和提高效率带来更多的益处。

——反方观点：采集详细的用电信息（并使之对用户和第三方开放）会造成一系列的数据泄露问题，并将给电力公司造成巨额开销，可能导致收益不成比例。

(2) 数据所有权。

——正方观点：所采集的数据是电力公司的资产，公司有权决定如何对其进行处置。

——反方观点：用户用电数据（CEUD）为用户所有。

——爱迪生电力研究院（EEI）表达了第三种观点：“关于智能电网发展的核心政策问题不是消费数据的所有权，而是数据的存取、使用和披露。

(3) 数据完整性。

——正方观点：电力公司始终保护用户数据，现行法律为其提供充分保护。

——反方观点：爱迪生电力研究院（EEI）表示，由于智能电网技术“介绍了与用户电量相关的新数据收集和信息共享能力，并提出了重要的隐私问题和数据使用权问题”，电力公司必须对其政策和程序进行升级以保护用户数据。

(4) 数据隐私性。

——正方观点：部分用户对用户用电数据（CEUD）的隐私保护并不十分在意。

——反方观点：另一部分用户对此非常在意。“最近一项由爱迪生电力研究院（EEI）展开的用户调查显示，有 46% 的调查对象认为其用电量的保密“非常重要”，有 29% 的调查对象认为其“比较重要”，而 79% 的调查对象认为，只有用户和电力公司有权获取智能电表上的信息。

我们将在后面继续讨论这些观点。

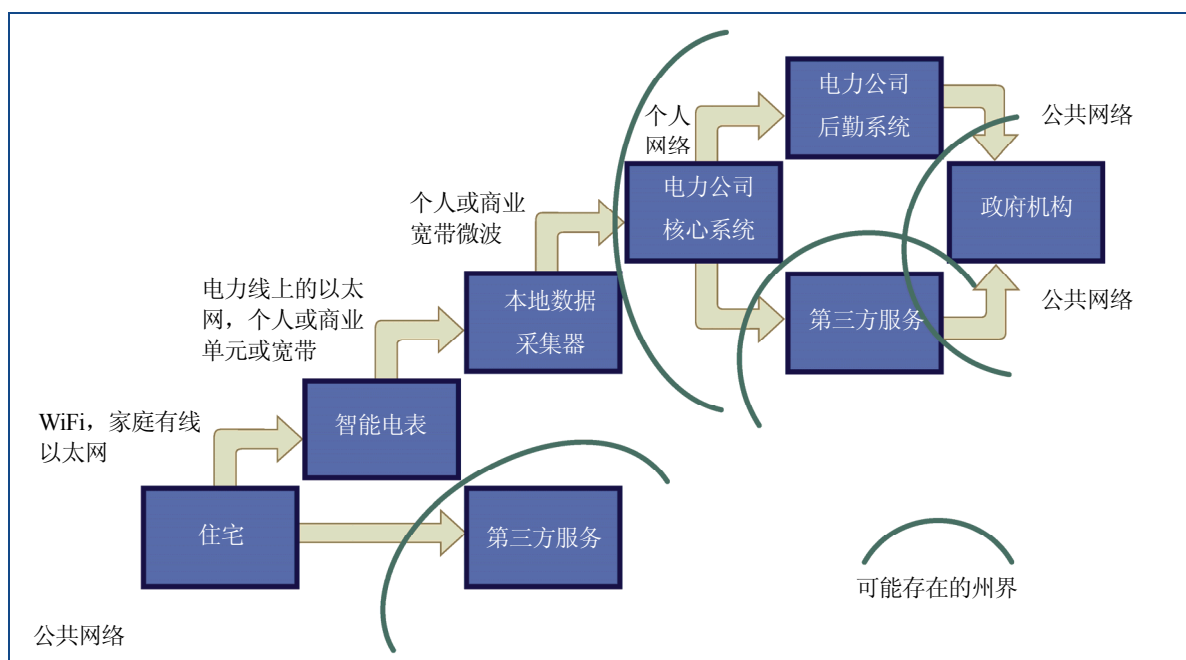


图 9.5 用户用电数据流

9.3.4 数据采集和存储

智能电表可以每隔几分钟就记录和传输用电信息。安装在住宅和商业场所的此类以及其他计量装置在未来将发挥更大作用，有可能实现对高压交流（HVAC）设备、照明系统或者其他用电设备的用电情况进行持续监测。关于这些技术发展的政策问题提出了包括哪些数据应该被采集、为什么被采集、由谁采集、该如何支付采集和存储的费用、谁来控制这些数据以及如何对其进行保护等问题。

提供新型电力服务的潜在供应商认为，采集和存储有助于巩固他们未来业务发展的数据。这通常就会使电力公司处于可能采集对其他企业和用户更有价值的信息而非对其自身有价值的信息的境地，当要对这些数据的采集和存储支付费用时，会使电力公司产生潜在的监管担忧的情形。例如 Google 公司，为加利福尼亚州公共事业委员会（PUC）做了一个关于电力公司应向用户提供实时用电信息的案例，需要注意的是，仅仅为用户安装一个智能电表“并不意味着用户就能接收”信息。^[82] 得克萨斯州公共事业委员会鼓励电力公司组成联合体，共同向为用户提供数据库使用以及建立网站的外包服务供应商支付费用。^[83] 在加拿大安大略省，当地政府建立了一个“电能表数据管理库”来储存用户用电数据（CEUD），并且可供用户使用。^[84] 在此努力下，政府机构在商业利益过于混乱或相互不协调的地方就发挥了一定作用。

当我们急需使用某些数据时考虑是否应该采集这些数据也很重要。采集和存储大量数据会带来高额成本，以及无意间引发内在的隐私风险，甚至会被恶意泄露。在金融行业，不断上升的数据泄漏致使新的法规诞生，例如《公平信用报告法令与支付卡行业数据安全性标准》。^① 限制这些风险的最可靠方法就是采集最少量的仅需知悉的数据，这种方法在未来智能电网发展中得到提倡，并且在经济合作与发展组织（Organization for Economic Cooperation and Development，简称 OECD）出版的经常引用的隐私导则中有所体现。^{②, [85]} 但这种方法忽视了数据采集在电网发展中所发挥的作用。考虑到新电网技术、需求响应策略、可变价格政策，以及对提高电网效率等更多新能力的预期发展的相对不成熟，因过于受限而无法要求所有信息采集工作必须具备当前普遍认可的目的。例如，加利福尼亚州公共事业委员会（PUC）就要求电力公司透露采集各类数据的目的，作为其智能电网发展规划的一部分，即便他们分析并证实该规划不属于制定规章的一部分。^[86] 管理规程的一个适当功能是保持数据收集的价值与其他问题之间的平衡。在电力行业，该管理规程仍处于发展初期。

管理规程的一个适当功能是保持数据收集的价值与其他问题之间的平衡。

① 联邦贸易委员会实施公平信用报告法案（参见 <http://www.ftc.gov/os/statutes/031224fcra.pdf>），包括用户对信用报告机构因不当披露个人数据而造成的损害进行起诉的权利。支付卡行业数据安全性标准委员会由主要的信用卡公司组成以便制定标准来试图减少信用卡信息的公开（参见 <http://www.pcisecuritystandards.org/index.shtml>）。

② 如本章后面部分所述，有一些来自国家和国际各大组织发布的导则。此项特别限制不能出现在联邦贸易委员会发布的公平信息实践原则中，并多为未来电网的管理规章所采用。

9.3.5 信息获取、使用和披露

信息隐私确保了数据所有者对可获取并使用这些数据的用户进行控制。结果是，用户用电数据（CEUD）的所有权、获取、使用和披露是相互关联的问题，并需要给予认真分析。事实上，在对行业和用户群关于智能电网数据获取、第三方使用和隐私等信息要求的回应的分析中，能源部（DOE）已发现“有大量的批评者坚信，对于智能电网隐私问题的讨论，数据的获取远比数据的所有权更重要得多。”^[87]

电力用户可以在其家里或商业处所，或在其用电设备及其他设备上安装测量装置并向他们选择的人员提供所收集的数据。然而，当这与电力公司通过其所有的智能电表或其他装置收集的数据相联系时，所有权问题就变得不够清晰。电力公司必须有能力和测量其所提供的产品，并且应用此信息来确保电网及其他机构的适当功能。但是，如果用电计量被细化，电力公司是否有权了解用户的电视在星期四晚上使用了三个小时呢？如果没有，那么对这类信息（如果还未获得而将来肯定会获得的信息）的获取、披露或使用应要求一定形式的规范。

能源部（DOE）对行业和用户群回应的分析表明，当消费者权益维护团体强烈支持用户对获取用户用电数据（CEUD）的掌控权时，电力公司的回应有不同的观点。尽管如此，DOE 总结认为：“用户应有权保护 CEUD 的安全，电力公司未经明确许可不得向第三方泄露 CEUD，而第三方也应被要求保护他们所接收到的 CEUD 的隐私和安全，因此应采取各种控制措施。”^[88] 该总结观点并未试

图解决数据所有权的问题（各州之间有很大不同），而是更直接地强调了数据获取、使用和披露的规范。DOE 既未安排资金来解决“明确许可”、隐私和其他控制的问题，也没有对用于电力公司自身范围内营销或其他非运行目的的数据给予潜在关注。

虽然立法还未通过，国会已开始认识到对用户用电数据（CEUD）披露的法律监管的重要性。例如，2010 年《电力消费者知情权法案（HR4860）》未能获得相关委员会的批准，但一直致力于讨论这些问题，并指导联邦能源监管委员会（FERC）发布有关隐私保护的最低安全标准。^[89]

电力用户可要求，并应当具有对其用电数据获取的极大控制力。他们既可向其认为有价值的第三方提供服务，也可限制那些他们认为可能造成不利的数据使用。

从这许多公众和政府的讨论中得出的一个重要结论是，电力用户可要求，并应当具有对其用电数据获取的极大控制力，他们既可向其认为有价值的第三方提供服务，也可限制那些他们认为可能造成不利的数据使用。行业需要通过规范来指导实施用户的控制行为，并且这些规范应提供一个美国范围内的统一的框架。采取适当的信息安全保护技术来确保这些控制得以实施将取决于电力公司。

9.3.6 用户数据隐私的规范

从社会角度来看，政府在保护自愿和非自愿的商业关系中扮演着不同的角色，例如银行与客户间的关系属于自愿关系，顾客可将对银

行保密政策的评价作为选择银行的因素之一。与之不同的是，电力用户对于电力供应商很少有选择，也因此导致了无论供应商公布何种政策，用户都只能接受。⁹⁰这也加重了监管机构要确保电力公司在建立和实施用户信息采集、存储和保护的计划中谨慎行事的负担。

多方建议，依据联邦贸易委员会的公平信息操作实践原则，来指导规章制度的制定。⁹⁰这些原则在诸如信用报告、财务信息、电子通信，以及健康信息这些方面构建了现行法规的基础，其包含以下主题：

(1) 通知/知晓：“任何个人信息在被某实体采集前应提前通知用户其信息操作做法”。

(2) 选择/准许：用户“对任何可能被使用的个人信息如何采集有选择权，尤其是相关次要信息的选项，例如，用于完成预期交易必需的信息之外的信息用途。这些次要用途可能是内部使用，如为推销附加产品或促销活动而将用户列入公司邮寄通信录；也有可能是外部使用，如将信息传给第三方”。

(3) 获取/参与：用户应能够“获取关于自己的数据，如在某实体的档案中查阅数据以及辨识数据的准确性及完整性”。

(4) 完整/安全：“数据应该准确和安全”。

(5) 强制/纠正：“普遍认同的是，隐私保护的核心原则只有在强制机制下才会生效”。⁹¹

其他组织，如美国注册会计师协会、⁹²加拿大标准协会⁹³以及经济合作与发展组织⁹⁴都制定了相似（但不相同）的一套对规程提供额外指导的原则。

关键问题是用户用电数据（CEUD）的隐私应该由谁来进行规范。能源部（DOE）和联邦通信委员会（FCC）将责任下放到各州，但是未来电网的数据生成和通信的条件可能倾向采取更广泛的行动。⁹⁵例如，在这一点上，市政电力公司和合作式电力公司既不属于联邦也不属于州公共事业委员会（PUC）的管辖范围。即使对于那些受一个或多个州 PUC 以及联邦能源监管委员会（FERC）共同管理的投资者所有的电力公司而言，跨州的数据传输（如图 9.5 所示）也可能使得管辖权更加复杂。家庭及商业形成的 CEUD 可能被传输到不同州的电力公司所拥有或承包的计算机数据中心，而不是初始数据源。类似地，这些数据可能被传输给第三方或者不同州的政府机构，数据可以通过电力公司也可以通过用户自己传输。随着计算机技术和不断推动的“云”的发展，这些计算机服务可由国内公司或者甚至跨国公司在不同辖区内的数据中心提供，跨越政府边界的数据传输几乎是确定无疑的了。结果是，针对各州法律法规进行的修补工作可能并不是制定信息隐私及其使用规则的最有效和最适合方法。

现在对基本的信息隐私原则进行调整，可以免于将来对数据采集和存储系统进行重新设计，同时有助于将阻碍未来电网项目发展的信息隐私风险降至最小。

现在对基本的信息隐私原则进行调整，可以免于将来对数据采集和存储系统进行重新设计，并有助于将阻碍未来电网项目发展的信息

⁹⁰ 需要注意的是供电重组并不能解决此问题。电力用户或许可以选择其购电的发电商，但最终还是要面对一个配电商，将电力供应至住宅或商业区并且向其寄送电费单的电力公司。唯一的例外就是大工业用户可能会面对一个以上的配电商。

隐私风险降至最小。各州的公共事业委员会（PUC）目前正在处理这些问题，北美能源标准委员会联合了国家公用事业管理协会及其他一些组织，正在编制商业惯例样板，其包含一项由国家标准与技术研究院（NIST）和其他一些团体根据公平信息操作实践原则进行的分析。未受监管的电力公司也将被鼓励采用这些做法。^[96]

研究发现

对用电数据及相关信息保持适度控制，已经且将一直成为居民用户和商业用户的一个重要问题。信息隐私问题必须处理好，以保证电网升级扩建项目的成功实施以及电力用户愿意成为这些工作的合作者。

用户教育

各种研究、行业评论和新闻报道都表明，必须针对未来电网技术的影响和好处不断地对用户进行宣传教育，尤其是与计量和结算方式变化相关的内容。能源部（DOE）发表重要声明称，“进行用户教育以及扩大服务范围至用户利益维护者是努力推动智能电网技术得以接受的重要环节，而部分用户仍然对先进的计量技术心存疑虑。”^[97] 公众正不断表现出对信息隐私问题的重视，这种关注必须在用户教育活动中予以充分考虑。^[98] 这似乎显示，在行业组织和维权团体中对这一原则都有广泛的认同（尽管无需详细叙述），正如爱迪生电力研究院（EEI）所述：“必须通过教育使用户明白智能电网呈现出的新的信息披露方式，并使用户有能力采取措施保护其信息隐私。”^[99]

9.4 结论和建议

数据通信和网络安全技术正在快速发展，其生命周期也比其他电网组成部件短得多。未来可能继续存在的上百万电网通信部件将会导致需要在不同型号和不同版本的硬件和软件之间不断过渡的问题。因此，新老技术之间的互通性将是一个持续面临的挑战。

另外，我们注意到，关于网络安全和信息隐私问题的教育将在未来电网发展中起到至关重要的作用，它可以传播这些复杂领域的实用信息，反驳错误信息。同时，这些活动应当成为对未来电网新技术和新政策有影响和内涵的全面教育的一部分。

如本章所述，能否将先进的数据通信与电网控制和运行成功结合，取决于电力公司能否将这些新技术融合，以及不同数据通信技术之间的互通性程度。互通性可以通过将特定技术或者通信协议进行标准化来实现，关键是早期标准化（可能对创新造成限制）与后期标准化（可能导致应用的延后并引发今后的互通性问题）之间的权衡。

短期内，国家标准与技术研究院（NIST）对推荐标准的推动将鼓励市场进入并促进互通性。《2007 能源独立与安全法案》给予联邦能源监管委员会（FERC）一个“采用”由 NIST 推荐的标准的责任，但并未明确在实践中标准的“采用”意味着什么。据政府责任办公室（GAO）近期报道，FERC 目前还没有任何通过该过程来监测行业遵守其采用的标准的方法，并且，仅在大电网系统中有所授权。这并不是法律要求的，但阐明情况将会对此有所帮助。

根本的问题是如何在标准化过程中确保持

续的创新。尽管联邦机构、州公共事业委员会（PUCs）、电力公司和用户群体均在标准制定过程中扮演了重要的参与者角色，但在此过程之外强加细化的联邦标准未必有成效。

建议

国家标准与技术研究院（NIST）和州公共事业委员会（PUCs）应该继续致力于行业组织标准化的工作，以促进互通性标准的采用。为了这个目标，国会应该按照《2007年能源独立与安全法案》中的规定来确定联邦能源监管委员会（FERC）在采用NIST推荐的标准中应发挥的作用，以确保行业与政府间的合作顺利进行。

电网的网络安全不仅要求有预案，而且还要重视检测、响应和恢复策略，包括加强测试和评估程序。作为行业或监管过程一部分的电网系统评估将为设备供应商提供额外的动力，以确保系统在充分考虑网络安全的前提下发展。由于网络攻击和网络安全技术都在快速发展，制定详细的网络安全标准并不能完全解决这一问题。确保电力公司及其设备供应商和第三方经销商都有一致和持续的网络安全风险意识是极为重要的，并且行业共同协作，传播电力领域中的高级通用网络安全评估结果也很重要。

在北美电力可靠性公司（NERC）重点基础设施保护可靠性标准中，对大电网系统的网络安全监管做出了规定，但是范围仅限于大电网系统，未包括配电系统。另外，市政配电公司及合作式配电公司也在现有规定的范围之外。诸如国家标准与技术研究院（NIST）网络安全工作小组这样的公私合作机构已做出很多努力来全面解决网络安全问题，但并没有监管

授权。对电网网络安全的预案、响应和恢复负有责任的单个运行实体的缺失，将为一个高度联网并拥有发电、输电和配电的电力系统带来严重的安全漏洞。

建议

联邦政府应指定一个独立机构来负责与行业合作，并赋予其适当的监管授权来加强电力领域（包括大电网和配电系统）的网络安全预案、响应和恢复工作。

如上所述，鉴于国土安全部（DHS）广泛的多领域网络安全责任，行政机构提议DHS作为牵头机构，而国会的建议更倾向于能源部（DOE）和联邦能源监管委员会（FERC），原因是它们具有专业领域知识。每个机构都有其优势，而我们认为，我们没有足够的资格在这两者中进行选择。一旦牵头机构确定，它就将采取必要的步骤来证明其具有与北美电力可靠性公司（NERC）、州公共事业委员会（PUCs）、公共电力管理机构这些有关的联邦机构，以及电气与电子工程师学会（IEEE）和电力研究院（EPRI）这样的专业组织共同工作的适当专业知识。

电网中的数据收集和通信能力的提升将导致一次意义深远的关于电力系统自身及其电力用户的数据扩张。对用电数据的适当控制已经并将一直成为居民和商业用户关注的一个重要问题。对信息安全和信息隐私的重点社会关注与电网运行数据信息和用户用电数据的获取及保护相关。

行业和联邦机构已建议各州制定有关用户用电数据（CEUD）的隐私规范，各州也作出

了响应。然而，我们发现各州的政策协调对于缓解在多个辖区内运营的企业及其用户对这些企业及跨州用户数据的顾虑是有必要的。现在对基本的隐私原则进行调整，可以免于将来对数据采集和存储系统进行重新设计，并有助于将阻碍未来电网项目发展的信息隐私风险降至最小。各州的公共事业委员会（PUC）目前正在处理这些问题，国家公用事业管理协会和许多其他组织，正在编制商业惯例样板，其包含一项由国家标准与技术研究院（NIST）和其他一些团体根据公平

信息操作性原则进行的分析。也将鼓励未受监管的电力公司采用这些做法。

建议

与相关的联邦机构、电力公司和用户组织有合作关系的公共事业委员会（PUC）应重点协调其工作，以制定针对用户用电数据和对未来电网运行具有重要性的其他数据的统一隐私政策和处理标准。

参考文献

- [1] Idaho National Laboratory, *Study of Security Attributes of Smart Grid Systems—Current Cyber Security Issues*, prepared for the Office of Electricity Delivery and Energy Reliability under the Department of Energy Idaho Operations Office (Idaho Falls, ID, 2009).
- [2] North American Electric Reliability Corporation, *Reliability Considerations from the Integration of Smart Grid* (Princeton, NJ, 2010).
- [3] North American Electric Reliability Corporation and U.S. Department of Energy, *High-Impact, Low-Frequency Event Risk to the North American Bulk Power System* (Washington, DC, 2010), 37, <http://www.nerc.com/riles/HILF.pdf>.
- [4] L. Tsoukalas and R. Gao, “From Smart Grids to an Energy Internet: Assumptions, Architectures and Requirements,” paper presented at Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Nanjing, China, April 6–9, 2008, 94; E. Lightner and S. Director, “Evolution and Progress of Smart Grid Development at the Department of Energy,” presentation to FERC-National Association of Regulatory Utility Commissioners Smart Grid Collaborative Workshop, Washington, DC, July 23, 2008; Electric Power Research Institute, *Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap* (Palo Alto, CA, 2009), http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/Report_to_NIST_August10_2.pdf; National Institute for Standards and Technology, *Guidelines for Smart Grid Cyber Security*, NISTIR 7628 (Washington, DC, 2010), http://www.nist.gov/smartgrid/upload/nistir-7628_total.pdf; and National Institute for Standards and Technology, *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*, special publication 1108 (Washington, DC, 2010), http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf.
- [5] “Smart Grid 101: The Smart Grid,” *Smart GridNews.com*, January 20, 2010, http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Business_Smart_Grid_101_Resources/The-Smart-Grid-1766.html.
- [6] National Energy Technology Laboratory, *Integrated Communications* (Pittsburgh, PA, 2007), http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Integrated%20Communications_Final_v2_0.pdf.
- [7] Ibid.
- [8] NIST, “NIST Finalizes Initial Set of Smart Grid Cybersecurity Guidelines,” September 2, 2010, http://www.nist.gov/public_affairs/releases/nist-finalizes-initial-set-of-smart-grid-cybersecurity-guidelines.cfm.
- [9] National Energy Technology Laboratory, see note 6 above.
- [10] *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*, see note 4 above.
- [11] National Institute of Standards and Technology, “PAP01: Role of IP in the Smart Grid,” August 25, 2011, <http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGrid/PAP01InternetProfile>.
- [12] U.S. Department of Energy, *Communications Requirements of Smart Grid Technologies* (Washington, DC, 2010), http://www.doe.gov/sites/prod/files/gcprod/documents/Smart_Grid_Communications_Requirements_Report_10-05-2010.pdf; and *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*, see note 4 above.
- [13] National Institute of Standards and Technology, “NIST-Identified Standards for Consideration by Regulators, Release 1.0,” October 6, 2010, http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/FERC-letter-10-6-2010.pdf.
- [14] Federal Energy Regulatory Commission, “Smart Grid Interoperability Standards,” Docket No. RM11-2-000, 136 FERC 61,039, July 19, 2011, <http://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20110719143912-RM11-2-000.pdf>.
- [15] National Science and Technology Council, *A Policy Framework for the 21st Century Grid: Enabling Our Secure Energy Future* (Washington, DC: Executive Office of the President, 2011), 29.
- [16] Electric Power Research Institute, *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid*, technical report 1022519 (Palo

- Alto, CA: March 2011), 2–5.
- [17] U.S. Government Accountability Office, *Electricity Grid Modernization: Progress Being Made on Cyber security Guidelines, but Key Challenges Remain to Be Addressed* (Washington, DC, 2011).
- [18] American Electric Power, “Comments of the American Electric Power Company, Inc. to the Federal Communications Commission on NBP Public Notice #2” (2009).
- [19] S. M. Rinaldi, J. P. Peerenboom, and T. K. Kelly, “Identifying, Understanding, and Analyzing Critical Infrastructure Interdependencies,” *Control Systems Magazine, IEEE* 21, no. 6 (2001): 11–25.
- [20] Arcadian Network, “Comments to the Federal Communications Commission on NBP Public Notice #2” (2009); and AT&T, “Comments to the Federal Communications Commission on NBP Public Notice #2” (2009).
- [21] Federal Communications Commission, *Connecting America: The National Broadband Plan* (Washington, DC, 2010), 251, <http://download.broadband.gov/plan/national-broadband-plan.pdf>.
- [22] Federal Communications Commission, see note 21 above, page 251.
- [23] U.S. Department of Energy, see note 12 above, pages 40, 53.
- [24] Federal Communications Commission, see note 21 above, page 252–153.
- [25] K. Fehrenbacher, “AEP Calls for Dedicated Wireless Spectrum for Smart Grid,” *Giga OM*, August 25, 2009; and Utilities Telecom Council, “Dedicated Spectrum for Utilities— Frequently Asked Questions,” <http://www.utc.org/utc/dedicatedspectrum-utilities-frequently-asked-questions>.
- [26] North American Electric Reliability Corporation, *2009 Long Term Reliability Assessment of the Bulk Power System* (Washington, DC, 2009), 6, http://www.nerc.com/files/2009_LTRA.pdf.
- [27] M. Amin, “Securing the Electricity Grid,” *The Bridge* 40, no. 1 (2010): 13.
- [28] U.S. Department of Energy and U.S. Department of Homeland Security, *Energy Sector-Specific Plan: An Annex to the National Infrastructure Protection Plan* (Washington, DC, 2010), <http://www.dhs.gov/xlibrary/assets/nipp-ssp-energy-2010.pdf>.
- [29] Energetics, *Roadmap to Secure Control Systems in the Energy Sector* (Columbia, Maryland, 2006), http://www.controlsystemsroadmap.net/pdfs/2006_roadmap.pdf.
- [30] Federal Communications Commission, “FCC Releases Agenda for Workshop on Cybersecurity Roadmap,” public notice, November 2, 2010; Federal Communications Commission, “FCC Seeks Public Comment on National Broadband Plan Recommendation to Create a Cybersecurity Roadmap,” public notice, August 9, 2010.
- [31] U.S. Government Accountability Office, *Key Challenges Need to Be Addressed to Improve Research and Development* (Washington, DC, 2010).
- [32] U.S. Department of Energy, “The Department of Energy Launches Cyber Security Initiative,” press release, February 1, 2011, <http://energy.gov/oe/articles/department-energy-launches-cybersecurity-initiative>.
- [33] The White House, “Cybersecurity Legislative Proposal,” fact sheet, May 12, 2011, <http://www.whitehouse.gov/the-press-office/2011/05/12/fact-sheet-cybersecurity-legislative-proposal>.
- [34] North American Electric Reliability Corporation and U.S. Department of Energy, see note 3 above.
- [35] Electric Power Research Institute (EPRI), note 16 above.
- [36] U.S. Government Accountability Office, *Multiple Efforts to Secure Control Systems Are Under Way, but Challenges Remain* (Washington, DC, 2007), <http://www.gao.gov/products/GAO-07-1036>.
- [37] U.S. Government Accountability Office, see note 17 above.
- [38] National Science and Technology Council, see note 15, page 49.
- [39] NIST, see note 8 above.
- [40] North American Electric Reliability Corporation and U.S. Department of Energy, see note 3 above.
- [41] North American Electric Reliability Corporation and U.S. Department of Energy, see note 3 above.
- [42] B. Krebs, “Cyber Incident Blamed for Nuclear Power Plant Shutdown,” *The Washington Post*, June 5, 2008, <http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2008/06/05/AR2008060501958.html>.
- [43] Electric Power Research Institute, *Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap* (Palo Alto, CA, 2009).

- [44] Amin, see note 27 above, page 13.
- [45] M. Abrams and J. Weiss, “Malicious Control System Cyber Security Attack Case Study—Maroochy Water Services, Australia” (McLean, VA: The MITRE Corporation, 2008).
- [46] R. J. Turk, *Cyber Incidents Involving Control Systems*, INL/EXT-05-00671 (Idaho Falls, ID: Idaho National Laboratory, 2005), <http://www.inl.gov/technicalpublications/Documents/3480144.pdf>.
- [47] B. Ross, R. Schwartz, and M. Chuchmach, “New Terror Report Warns of Insider Threat to Utilities,” *ABCNews.com*, July 20, 2011, <http://abcnews.go.com/Blotter/terror-alert-warns-insider-threatinfrastructure/story?id=14118119>.
- [48] National Institute for Standards and Technology, *Guidelines for Smart Grid Cyber Security*, see note 4 above.
- [49] Edison Electric Institute, “Response of the Edison Electric Institute to the Department of Energy Request for Information on ‘Addressing Policy and Logistical Challenges to Smart Grid Implementation’” (2010), http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/EEI_-_DOE_SG_RFI.PDF; and North American Electric Reliability Corporation and U.S. Department of Energy, see note 3 above.
- [50] J. Meserve, “Staged Cyber Attack Reveals Vulnerability in Power Grid,” *CNN*, September 26, 2007, http://articles.cnn.com/2007-09-26/us/power.at.risk_1_generator-cyber-attack-electricinfrastructure?_s=PM:US.
- [51] North American Electric Reliability Corporation, “NERC Issues AURORA Alert to Industry,” press release, October 14, 2010, http://www.nerc.com/fileUploads/File/PressReleases/P_R_AURORA_14_Oct_10.pdf.
- [52] R. McMillan, “After Worm, Siemens Says Don’t Change Passwords,” *PC World*, July 19, 2010.
- [53] R. Fink, D. Spencer, and R. Wells, *Lessons Learned from Cyber Security Assessments of SCADA and Energy Management Systems* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2006).
- [54] U.S. Government Accountability Office, *TVA Needs to Address Weaknesses in Control Systems and Networks*, Appendix II (Washington, DC, 2008).
- [55] Public Service Commission of Maryland Order No. 83410, In the Matter of the Application of Baltimore Gas & Electric to Deploy a Smart Grid Initiative and to Establish a Surcharge for the Recovery of Cost, June 22, 2010.
- [56] Edison Electric Institute, see note 49 above, page 60.
- [57] Federal Energy Regulatory Commission, *2011 Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report* (Washington, DC, 2011).
- [58] *Guidelines for Smart Grid Cyber Security*, see note 4 above; and Advanced Security Acceleration Project for the Smart Grid, *Security Profile for Advanced Metering Infrastructure*, Version 2.0 (2010), http://www.smartgridipedia.org/images/9/90/AMI_Security_Profile_-_v2_0.pdf.
- [59] Edison Electric Institute, note 49 above, page 54; American Public Power Association, “Comments of the American Public Power Association in the Matter of Addressing Policy and Logistical Challenges to Smart Grid Implementation,” (2010), 2.
- [60] ABB, Letter to Ms. Patricia Hoffman, Assistant Secretary, U.S. Department of Energy, November 2, 2010, 2, www.doe.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/ABB_Comments.pdf.
- [61] Daniel Thanos, Chief Cybersecurity Architect, GE Digital Energy, personal communication with the authors, October 25, 2010.
- [62] North American Electric Reliability Corporation, “Project 2008-06: Cyber Security Order 706 Phase II,” January 24, 2011, http://www.nerc.com/filez/standards/Project_2008-06_Cyber_Security_PhaseII_Standards.html; North American Electric Reliability Corporation, Cyber Security—Critical Cyber Asset Identification, Standard CIP—002—4, adopted January 24, 2011; and North American Electric Reliability Corporation, Cyber Security—Critical Cyber Asset Identification, Standard CIP—002—3, adopted December 16, 2009.
- [63] E. Messmer, “Antivirus Software Didn’t Help in” Zero-Day Malware Attack on Power Plant,” *Network World*, November 2, 2010, <http://www.networkworld.com/news/2010/110210-here-youhave-virus.html>.
- [64] See note 61 above.
- [65] U.S. Department of Energy Office of Inspector General, *Audit Report: Federal Energy Regulatory Commission’s Monitoring of Power Grid Cyber Security* (Washington, DC, 2011).
- [66] National Institute for Standards and Technology, *Guidelines*

- for *Smart Grid Cyber Security*, see note 4 above.
- [67] U.S. Government Accountability Office, see note 17 above.
- [68] Federal Communications Commission, see note 21 above.
- [69] D. Whiteley, *Testimony of David A. Whiteley, Executive Vice President, NERC before the Subcommittee on Emerging Threats, Cybersecurity, and Science and Technology Committee on Homeland Security U.S. House of Representatives on "The Cyber Threat to Control Systems: Stronger Regulations are Necessary to Secure the Electric Grid,"* October 25, 2007.
- [70] U.S. Energy Information Administration, *Electric Sales, Revenue, and Average Price 2009*(Washington, DC: U.S. Department of Energy,2010), Table 5A, http://www.eia.gov/cneaf/electricity/esr/table5_a.html.
- [71] Electric Power Research Institute, see note 16above, pages 2–5.
- [72] U.S. Department of Energy, “The Department of Energy Releases Draft of Cybersecurity Risk Management Process (RMP) Guideline for Public Comment,” press release, September 12, 2011,Washington, DC, <http://energy.gov/oe/articles/department-energy-releases-draftcybersecurityrisk-management-process-rmpguideline>(accessed September 13, 2011).
- [73] U.S. Department of Energy, “Secretary Chu Announces Latest Efforts to Address Cybersecurity,” press release, September23,2010,<http://energy.gov/articles/secretary-chuannounces-latest-efforts-address-cybersecurity>.
- [74] U.S. Department of Energy, *Data Access and Privacy Issues Related to Smart Grid Technologies*(Washington, DC, 2010), http://energy.gov/sites/prod/files/gcprod/documents/Broadband_Report_Data_Privacy_10_5.pdf; Federal Communications Commission, see note 21 above; and *Guidelines for Smart Grid Cyber Security*, see note 4 above.
- [75] National Association of Regulatory Utility Commissioners, *Resolution Urging the Adoption of General Privacy Principles for State Commission Use in Considering the Privacy Implications of the use of Utility Customer Information* (Washington, DC, 2000).
- [76] E. Dyson, “Reflections on Privacy 2.0.” *Scientific American* 299, 3 (September 2008): 50.
- [77] L. Coney, “Privacy Perspective on Protecting the Grid and Consumer Data,” presentation at the Smart Grid Summit, Washington, DC, April 8,2010, http://epic.org/privacy/smartgrid/EPIC_Statement_Smart_Grid_Summit_Cybersecurity_and_Privacy.pdf.
- [78] D.Narciso, “ Police Seek Utility Data for Homes of Marijuana-Growing Suspects,” *Columbus Dispatch*, February 28, 2011, http://www.dispatch.com/live/content/local_news/stories/2011/02/28/policesuspecting-home-pot-growing-get-pow-er-usedata.html.
- [79] Edison Electric Institute, see note 49 above.
- [80] Edison Electric Institute, see note 49 above.
- [81] Edison Electric Institute, see note 49 above.
- [82] Google, Inc., “Comments of Google Inc. on Proposed Policies and Findings Pertaining to the Smart Grid Policies Established by the Energy Information and Security Act of 2007”(2009),<http://www.google.com/powermeter/about/cpuc.html>.
- [83] “Smart Meter Texas”, <https://www.smartmetertexas.com/CAP/public/index.html>.
- [84] Ontario Ministry of Energy, “Smart Meters and Time of Use Pricing:FAQs,”http://www.mei.gov.on.ca/en/energy/conservation/smartmeters/?page=powersmarter_faqs#mdmr.
- [85] Organisation for Economic Co-operation and Development, *OECD Guidelines on the Protection of Privacy and Transborder Flows of Personal Data*(Paris, 1980), http://www.oecd.org/document/18/0,3343,en_2649_34255_1815186_1_1_1_1,00.html.
- [86] Public Utilities Commission of the State of California, “Decision Adopting Requirements for Smart Grid Deployment Plans,” rulemaking08-12-009, June 28, 2010, http://docs.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL_DECISION/119902.htm.
- [87] U.S. Department of Energy, see note 74, page 26.
- [88] U.S. Department of Energy, see note 74,pages 15–16.
- [89] Electric Consumer Right to Know Act,H.R.4860, 111th Congress (2010), <http://www.govtrack.us/congress/bill.xpd?bill=h111-4860>.
- [90] See for example, J. Lynch and L. Tien, “Joint Comments of the Center for Democracy &Technology and the Electronic Frontier Foundation on Proposed Policies and Findings Pertaining to the Smart Grid,” March 9, 2010,<http://docs.cpuc>.

ca.gov/efile/CM/114696.pdf.

[91] Federal Trade Commission, “Fair Information Practice Principles,”

<http://www.ftc.gov/reports/privacy3/fairinfo.shtm>.

[92] American Institute of Certified Public Accountants and Canadian Institute of Chartered Accountants Privacy Task Force, *Generally Accepted Privacy Principles* (New York NY:2009),<http://www.aicpa.org/InterestAreas/InformationTechnology/Resources/Privacy/GenerallyAcceptedPrivacyPrinciples/Pages/default.aspx>.

[93] Canadian Standards Association Technical Committee on Privacy, *Model Code for the Protection of Personal Information*, CSA Standard CAN/CSA-Q830 (Mississauga, Ontario, 1996),<http://www.csa.ca/cm/ca/en/privacy-code/publ>

[ications/view-privacy-code](http://www.csa.ca/cm/ca/en/privacy-code/publications/view-privacy-code).

[94] Organisation for Economic Co-operation and Development, see note 85 above.

[95] U.S. Department of Energy, see note 74 above, page 15–16; and Federal Communications Commission, see note 21 above, page 256.

[96] C. Wright, “NAESB Data Privacy Task Force Update,” presentation at the North American Energy Standards Board, Board of Directors meeting, March 24, 2011, <http://www.naesb.org/pdf4/bd032411w1.pdf>.

[97] U.S. Department of Energy, see note 74 above, page 8.

[98] Edison Electric Institute, *Public Opinion on Customers’ Information Privacy* (Washington, DC, 2010).

[99] Edison Electric Institute, see note 49 above, page 4.

附录 A 美国电网简史*

托马斯·爱迪生于 1882 年在纽约构建了首个电力系统。这个直流系统起初以每千瓦时 5 美元的价格服务于华尔街地区的 59 家客户。^①它以 100V 运行，主要提供电灯照明用电。到 19 世纪 80 年代末，许多城市有了同样的小型中心电站，每个站仅能对几个城市街区供电。

就行业的监管而言，城市政府行使了这一职能。它们还成为了主要的用户——由于路灯和电车业务——并能以不同的特许权来交换架线的权力。很快，它们也成了所有者。到 1900 年，市政所有的电力公司已占全美发电的 8%。关于政府及投资者所有的电力公司优点的激烈争论持续贯穿了整个上世纪 30 年代，届时制定了联邦政策，使得至今我们都仍然偏爱政府所有及合作式电力公司。

A.1 超越市政的界限

1891 年在德国，变压器首次被展示。这一发明使人们可用相对高的电压以相对较低的损耗输送交流电力。1896 年，乔治·西屋（George Westinghouse）开始了对尼亚加拉瀑布的水电开发，向超过 20 英里外的纽约州水牛城（即布

法罗市）输送了可观的电力。这开创了将发电厂建在远离负荷中心的地方，以高压输电来联系二者，并使用变压器来降低输送至最终用户的电压的实践。

自那以后，新材料的设计研究及开发使得使用更高的电压成为可能。在美国，1910 年前就建有了最高达 150kV 的交流线路，首条 245kV 线路于 1922 年投运。变压器及高压线路的发明使私营电力公司可超越市政的界限扩张，并更好地利用了规模经济。这种扩张加剧了市政管理的问题，并导致了州一级对投资者所有电力公司的监管，总体而言得到了电力公司的积极支持。这一趋势自 1907 年在威斯康星、佐治亚及纽约州建立监管委员会开始。到 1914 年，有 30 个州有了监管委员会，今天，所有的州及哥伦比亚特区都有了这一机构。^②

垂直一体化的、投资者所有的公司——在指定业务区域内作为唯一的业务供应商开展发、输、配电业务——作为一种主导的模式出现。各州允许这些公司收取电费的水平可以支付它们的成本。

在这些成本中，有一个“公平”的回报率，

* 附录 A 中相当大的部分来自于美国能源信息管理局，电力行业 2000 年正在变化的结构：最新情况（华盛顿特区，美国能源部，2000），http://www.eia.gov/cneaf/electricity/chg_stru_update2000.html；及 Ignacio J.Perez-Arriaga, Hugh Rudnick, 和 Michel Rivier, “电力系统——概述,” 在《电力系统中：分析及运行》, ed. Antonio Gomez-Exposito, Antonio J. Conejo, 和 Claudio Canizares (Boca Raton: CRC 出版公司, 2008), 1-50. 也请见 David E. Nye, 《使美国电气化》(剑桥: 麻省理工学院出版社, 1990)。

① 除非另有说明，此价格及附录 A 中的其他价格均以 2012 年美元价值表示，使用 1913 年以来的消费者价格指数及通过 <http://www.easureingworth.org/datasets/uscpri/result.php> 获得的之前的数据。

② Nebraska 的监管委员会不负责监管电价，因为没有投资者所有的电力公司在该州内售电。

由电力公司已投资的资金带来的收益确定；这一制度被称为电力及其他公用事业公司的“回报率”规则。

这种变化是由政治而不是技术决定的。因为直到至少 20 世纪 30 年代，美国的政治体制都是权力高度分散的，大部分电力公司在同一个州内运营，各州的管理延续着市级政府管理的政治特性。在不同的政治背景下，英国当地的电力公司由于政治原因不能扩张，并且这一体系的持续使电网支离破碎，直到 1926 年颁布的一项法令，命令建立统一的全国电网。^[1] 在美国，某种程度上由于对私营企业有较强的信心，在 20 世纪的前 30 多年，公有公用事业企业的相关重要性降低了。^[2]

自 20 世纪初至 30 年代，电力设施容量及发电量以年均 12% 的速度增长，基本每 6 年翻

一番，虽然 1929~1932 年期间发电量降低了 14%。发电机和变压器的效率提升了，并且如前所述，输电电压也提高了。居民电价大幅降低，从该世纪初平均约 4.30 美元/kWh 到 1932 年的 0.88 美元/kWh（仅居民用户）。^[3] 1932 年电力还未普及，但已有 2/3 的家庭在使用它。

如图 A.1 所示，所有类别用户的平均电价都持续实际降低，直到 1973 年第一次石油危机引发燃料价格急速增长。1949~1973 年间，电力消费以年均 8.3% 的速度增长，而 1973~2006 年间年均增长率放缓至 2.5%，而 2007~2009 年间有小幅下降。今天，所有的家庭实际上都用上了电网提供的电能，并且所有不同类别的用户的平均零售价约为 0.10 美元/kWh。

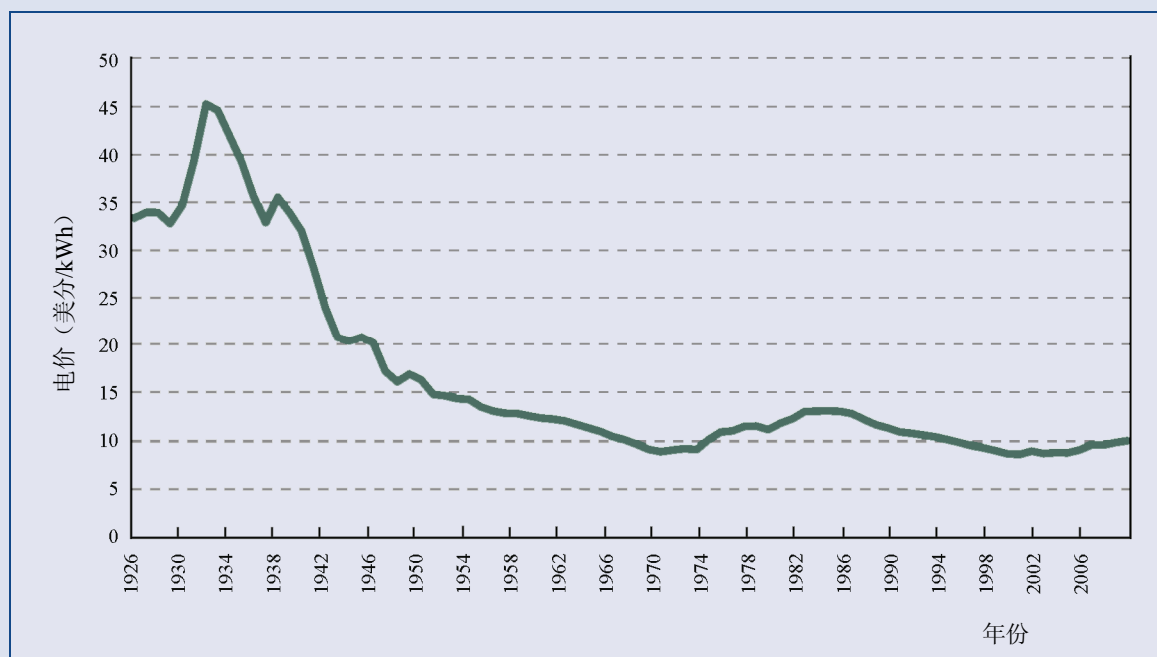


图 A.1 美国平均历史电价（所有客户类别）

资料来源：数据来源于爱迪生电力研究院（前美国国家电灯协会）公布的周期性统计数据。以 2010 年美分价值显示的历史价格用了消费者物价指数。

A.2 联邦角色的出现

在电力公用事业行业，联邦政府的角色最早出现于 1906 年，当时法律批准销售来自联邦灌溉项目的剩余电力，将销售的优先权给予了市政。自 19 世纪早期，可航行水道就归联邦管理，1920 年的联邦水电法规定了联邦对可航行水道的权力并建立了联邦能源监管委员会（FERC），以签发水电许可证。

在 20 世纪 30 年代的萧条期，对于无监管市场的信心下降，通过激烈的政治斗争，在罗斯福新政下联邦政府在电力领域的作用大大增强。1935 年的公用事业控股公司法赋予了美国证券交易协会对公用事业控股公司的监管权，导致了建立于 20 年代、与各种股市操纵相关的最大的公司的分拆。1935 年的联邦电力法赋予了联邦电力委员会监管输电趸售及电力销售的权力。1936 年的农电法建立了农电管理局，为那些将向农村地区提供电能的机构（主要是农电合作企业）而不是投资者所有的电力公司提供贷款和支持。

联邦政府在 20 世纪 30 年代初还大力投资于处于其控制下的水路上的水电设施，并用这些设施向“优先客户”：主要是市政和合作式电力公司，提供相对便宜的电能。大型的垦务局大坝——如建成于 1936 年的胡佛（Hoover）水坝，和建成于 1942 年的大古力（Grand Coulee）水坝——是服务于西部各州的。根据 1933 年的田纳西流域管理局法案，联邦政府通过其自有的非营利性合作式企业，田纳西流域管理局向各州、各郡、各市提供水电供应。在第二次世界大战末期，田纳西流域管理局是全美最大的发电商。现在它服务于 900 万用户，

其中大部分位于田纳西州，其余的位于邻近的 6 个州，今天它所提供的电能只有约 10% 来自于水电。^[5]

接下来，联邦政府于 1937 年建立了邦纳维尔电力管理局以推销哥伦比亚河上的邦纳维尔大坝的低成本的电力。邦纳维尔电力管理局现在为太平洋西北部地区提供约 35% 的电力，并大量出口至邻近区域。它还控制着太平洋西北部地区约 75% 的高压输电线路。^[6] 同样，西南电力管理局及东南电力管理局分别建立于 1944 年及 1950 年，以向指定地区的优先客户销售低成本的电力。

到 1950 年，联邦所有的发电商的发电量占全美发电量中的比重超过 12%。^[7] 第二次世界大战后，加强联邦在电力行业中的作用的热情降低了，因此，这一比重自那以后开始下降。

A.3 并网和竞争

在这个行业中较早的时候，由垂直一体化的电力公司来对输电进行规划和建设，从而以它们自己的发电能力来满足它们自己的负荷。虽然并网有望提升可靠性，但美国的电力公司不愿进行互联，因此丧失了一些对其系统的控制，直到第一次世界大战期间才被迫互联。^[8] 一次世界大战后，并网加快了，1927 年 3 家较大的电力公司建立了 PNJ 互联电网作为电力库，连接宾夕法尼亚、新泽西及马里兰州的输电设施，后来成为 PJM 区域输电组织（RTO）。由于不同的电力公司有不同电压的标准，两个邻近电力公司的汇合和并网曾通常要求——现在仍通常要求——使用变压器来实现不同电压等级的连接。这些变压器会产生损

耗，但并网仍在继续，东部电网于 1962 年形成目前的格局。

1965 年，一场东北部大停电事故引发了对互联电网可靠性的关注。电力公用事业行业成立了北美电力可靠性协会（North American Electric Reliability Council，简称 NERC，后更名为北美电力可靠性公司）及其区域协会，以处理可靠性和趸售电力供应的充足性问题。NERC 引导了电网可靠性运行程序的发展和改变。虽然大力鼓励与这些程序保持一致，但在整个 NERC 的历史上这种一致最终是资源的。2005 年的能源政策法及后来 FERC 的一项命令为使这些程序成为正式的、强制性的标准做好了准备。2003 年的大停电引人注目的说明了目前电网的高度互联及大规模瓦解的可能性，那次大停电跨越了 5 个独立系统运营商（ISO）区域（中西部 ISO、PJM、纽约 ISO、ISO 新英格兰及安大略的独立电力市场运营商），及从密歇根到新泽西的多个独立控制地区。^[9]

虽然有这些担心，在某种程度上为应对阿拉伯石油禁运，联邦政府于 20 世纪 70 年代晚期向非公用事业发电敞开了大门，以减少对国外石油的依赖，并促进替代性能源的发展使电力供应多元化。1978 年，国会通过了公用事业管理政策法（PURPA），该法要求被监管的电力公司以发电的“可避免成本”购买产自于联合发电、可再生能源或其他指定技术生产的电力，而这种“可避免成本”是由州的监管方决定的。加州及其他一些州决定“可避免成本”大大高于目前的成本，从而鼓励了这类已被证实为不经济的大容量发电站的建设。后续的立法，尤其是 1992 年的能源政策法，为独立电力

生产商、无法律义务向最终用户提供电力的发电商，及可为在其业务地域外的用户发电的电力公司减少了市场进入的障碍。

20 世纪 80 年代，一种电力系统组织的新模式开始在学术及政治文献中出现。^[10]在这种模式下，有组织的竞争性市场将设定电力趸售的价格。发电的所有权将通常与系统其余部分分离，至少在某种程度上如此，一个独立的实体将运营输电系统并管理趸售市场。配电业务的提供将仍是受监管的垄断，但电力零售可以有竞争。总体而言，市场可发挥一些传统上是在垂直一体化的电力公司内发挥的协调和使成本最小化的功能。

一些外国政府发现他们拥有全国性的电力系统，其中包括可供出售从而增加财政收入并实现趸售市场竞争的发电厂，对这些政府而言，这种新模式非常具有吸引力。1982 年，智利采用了这种模式的一个版本，1990 年，英国的撒切尔政府也采用了同样的做法作为其私有化方案的一部分。在美国，作为需求增长放缓和过于激进的装机容量扩张的结果，一些地区出现了装机容量过剩，这增加了这种新模式的吸引力，因为普遍以为竞争市场的电价会低于管制电价。

为促进竞争，1996 年 FERC 用 1992 年能源政策法赋予其的权力颁布了第 888 号令，在一个开放性接入的输电电价下，要求输电所有者将它们系统向趸售客户提供开放性、无歧视的接入权。该法令赋予了公用事业和非公用事业型发电商同等的有效接入权。FERC 指出，满足这些要求的一个途径是，由独立系统运营商这一独立、由政府监管的、没有发电及配电

资产的实体来运营区域性输电系统。

国会和 FERC 已反复声称支持竞争性趸售电力市场是国家政策，是为带来一系列好处的一项更大电力重组努力中的一部分。^[11] FERC 的第 888 号令反映了一种理解，即趸售电力市场的有效竞争需要开放的、无歧视的输电网接入权。^[12] 开放的输电接入权的管理必须包括对趸售电力市场更宽阔设计的许多关键性因素。^[13] 在开局不利及电力市场改革后，由独立系统运营商运行的有组织的趸售电力市场逐渐实现了重要通用设计元素的共享。^[14] 最重要的是对现货市场或同类平衡框架的依赖，这种框架有反映发电及输电成本地理位置的价格差异。国际能源机构将这种模式描述为“作为市场设计标准——政策制定者理想的教科书。”^[15]

1999 年，FERC 颁布了第 2000 号令，确定区域输电组织（RTOs）作为独立系统运营商（ISOs），而 ISOs 已向 FERC 证明它们已经满足了一系列的特定要求。在系统可靠性方面，RTOs 的责任稍大于其他 ISOs。虽然第 2000 号令强烈建议美国的电力公司加入 RTOs 或与 ISOs 紧密联系，但并没有要求它们必须这样做。就区域而言，东南及西部的很多地方拒绝这么做，而加利福尼亚州和得克萨斯州是例外，它们建立了单个州的 ISOs。

在已经设有 RTOs 或 ISOs 的地方，它们运营着整个趸售市场，调度着发电机组以有效的与负荷匹配，并监督着输电系统的运行。它们通常还负责输电系统规划，即一个识别并看到要加强系统以降低成本并保持可靠性的需求的

过程。如有需要，ISO 或 RTO 可要求输电系统的所有者新增投资。在这个新的结构中，仍有必要进行发电机组出力的集中控制，以使系统成本最小化，满足可靠性约束及响应负荷的意外变化及其他事件。但现在要最小化的成本是在趸售市场上从独立发电商处购电的成本，即发电商愿意供电的价格。新增装机容量的竞争性供应商在决定要建什么及在哪里建发挥着重要的作用。这种新的大系统结构的详细实施随着时间及地点的不同而有很大的差异，但随着时间的推移，它们在重要的方面已经趋同，大部分观察者认为 ISO 或 RTO 系统已普遍运行良好。

在零售层面，大部分州不急于实现竞争。尽管如此，22 个州及哥伦比亚特区在继续保持配电在监管之下的垄断的同时，已经开始采用各种方法旨在允许电力在零售层面有竞争性供应商。^①

在 20 世纪 90 年代，加利福尼亚州是那场向着更加依赖市场化的运动的领军者，1998 年它的一个趸售电力市场开始运营，竞争性零售商同年获准进入。然而，在 2000~2001 年，加利福尼亚州趸售市场经历了价格的大幅上涨和停电。这一危机的原因有市场设计的缺陷、西部市场罕见的短缺情况、一些市场参与者的非法市场操纵，及对所出现问题不恰当的监管。^[16]

这一插曲及市政和合作式电力公司（二者从各种附属企业及 20 世纪 30 年代的优惠中获益）的持续反对，降低了这种新的行业结构获得的政治支持。虽然加利福尼亚州 ISO 继续

① 各州的历史信息及垂直解体的情况及在电力零售竞争方面的努力可在网址：http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/restructuring/restructure_elec.html 上查找到。

运行，但加利福尼亚州已不再是电力零售竞争的领军者。^[17] 那些情况出现以后，虽然一些已有的 ISO 增加了附属企业，但没有新的 ISO 成立。争取实现电力零售竞争的运动已在 7 个州终止了，但一些地方电价的上涨引发了重新掀起之前的改革的呼声。^[18]

总而言之，自电气化的曙光到来之时起，电力行业的成长及变化就是由众多不同的相互作用的因素决定的。这个行业的历史，在某种

程度上而言，是一个不断进行技术革新的故事。然而，同样重要的一点是，这个行业变化的步伐和方向也严重受到监管目的、政策优先次序及经济发展步伐的变化的影响。最后，一些不可预见的事故，如 1965 年和 2003 年的停电及加利福尼亚州能源市场危机，也同样严重影响着电网的发展。所有这些不同类型的因素将继续对未来电网的发展产生重大影响。

参考文献

- [1] T. P. Hughes, *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880–1930* (Baltimore, MD: The Johns Hopkins University Press, 1993).
- [2] Edison Electric Institute, *Historical Statistics of the Electric Utility Industry through 1970* (New York, 1973).
- [3] U.S. Energy Information Administration, *The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2000), http://www.eia.gov/cneaf/electricity/chg_stru_update/update2000.html.
- [4] U.S. Energy Information Agency, *Annual Energy Review 2009* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2010), <http://www.eia.doe.gov/totalenergy/data/annual/index.cfm>.
- [5] Tennessee Valley Authority, *TVA Fact Book* (Knoxville, TN, 2011), <http://www.tva.com/abouttva/factbook.htm>.
- [6] Bonneville Power Administration, “BPA Facts” (Portland, OR, 2011), http://www.bpa.gov/corporate/about_BPA/Facts/.
- [7] Edison Electric Institute, see note 2 above.
- [8] Hughes, see note 1 above.
- [9] U.S.–Canada Power System Outage Task Force, *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2004), <https://reports.energy.gov/>.
- [10] P. Joskow and R. Schmalensee, *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation* (Cambridge, MA: MIT Press, 1983).
- [11] U.S. General Accounting Office, *Lessons Learned from Electricity Restructuring*, GAO-03-271 (Washington, DC, 2002), <http://www.gao.gov/new.items/d03271.pdf>; and J. T. Kelliher, “Statement of Chairman Joseph T. Kelliher,” presented at Federal Energy Regulatory Commission Conference on Competition on Wholesale Power Markets AD07-7-000, February 27, 2007, Washington, DC.
- [12] Promoting Wholesale Competition through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities, FERC Order No. 888, 75 FERC 61,080 (1996).
- [13] W. W. Hogan, “Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms,” *Journal of Regulatory Economics* 21 no. 1 (2002): 103–132, <http://www.springerlink.com/index/M488771227KN3R02.pdf>.
- [14] W. W. Hogan, “Electricity Wholesale Market Design in a Low Carbon Future,” in *Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems*, eds. B. Moselle, J. Padilla, and R. Schmalensee (Washington, DC: RFF Press, 2010).
- [15] International Energy Agency, *Tackling Investment Challenges in Power Generation in IEA Countries: Energy Market Experience* (Paris, 2007): 116.
- [16] F. A. Wolak, “Lessons from the California Electricity Crisis,” working paper 110R (Berkeley, CA: University of California Energy Institute, 2003), <http://www.ucei.berkeley.edu/pubs-csemwp.html>; and J. L. Sweeney, *The California Electricity Crisis* (Stanford, CA: Hoover Institution Press, Stanford University, 2002).
- [17] KEMA, “Innovation in Competitive Electricity Markets,” white paper (Burlington, MA, 2011).
- [18] “Ohio Lawmakers Will Take Another Look at Re-regulating State’s Electric Industry,” *Electric Utility Week*, October 25, 2004.

附录 B 电力系统基础知识

B.1 前言

电能对我们的日常生活非常重要，但大部分人对如何在任何我们需要的时候将电带进千家万户、办公室及工厂的复杂过程知之甚少。本附录介绍电力系统是如何工作的。在此我们假设读者没有预先学习过这一领域的知识，我们从电能的物理基础知识开始介绍，接下来讲述电力系统的结构及各组成部分，然后解释电力系统如何运行及电力零售市场如何运作，最后简要介绍系统规划。由于各国、各地区电力系统在结构、运行、规划等方面有一些小的差异，我们主要介绍基础的、不变的方面；但在适当的地方我们也会介绍以美国为中心的一些细节并重点指出实践中的一些重要的变化。

B.2 电力基础知识

对电的基础知识有一个基本的了解将有助于我们理解电力系统。这些基础知识包括能量、电压、电流、直流、交流、阻抗及功率。^①

B.2.1 能量

能量是一种做功的能力。能量不可能被创造也不可能被消灭，但可从一种形式转化成另一种形式。^② 例如，化石燃料中的化学能可

转化为电能，而电能又可以转化为热能、光能和动能。科学界以瓦特秒或焦耳来度量能量，而电力行业传统上以瓦特时（Wh），或对更大的值时以千瓦时（kWh）、兆瓦时（MWh）、十亿瓦时（GWh）、万亿瓦时（TWh）来表示能量。^③ 一个 100 瓦的灯泡 24 小时消耗的电能是 2 400Wh(或 2.4kWh)，2010 年美国全国用电量约为 3 900TWh，^[1] 1kWh 等于 3.6×10^6 J。

B.2.2 电压

电压是在两点间进行测量的，是对与这两点相连的装置，单位电荷从其中一点移动到另一点所做的功的度量。电压与水管中的压力类似。电压以伏特（V）为单位，电压值较大时以千伏（kV）或兆伏（MV）为单位表示。

B.2.3 电流

电流以一根导体上电荷的流速来计量。电流以安培为度量单位。电流可类似考虑为一根管道内水的流速。

B.2.4 直流与交流

电流可以是单一流向的，称为“直流”，或者是随时间周期性反向的，称为“交流”。电压也可以是单极的——这种情况下，一点的电压

① 希望对电力系统有深入了解的读者可跳过此部分。

② 如果物质不能被视为一种能量形式，核反应由于可以把物质和能量进行相互转化而成为一个例外。

③ 瓦特是功率单位，或是能量流动（或消耗）速率的单位，本附录中后面的部分对此有论述。

永远高于另一点——或是随时间的改变极性不断改变。单极的电压被称为直流电压，而电压极性周期性反转的称为“交流电压”。

如图 B.1 所示，交流电压及电流的波形由三个参数确定：幅值、频率及相位，波的最大值称为“幅值”，标准的 120V 插座的交流电压幅值是 170V。这个例子中的 120V 是电压的方均根（rms）值，是做同样的功时的等效直流电压。在交流情况下，幅值等于方均根值乘以 2 的平方根。在直流情况下，幅值和方均根值相同。

频率是电流或电压在系统振荡中的速率，或它们往复变化的速率。频率以每秒的周数来度量，也称为赫兹（Hz）。在美国及北美其他地方、南美的部分地区及日本，交流系统的频率是 60Hz，而世界其他地方则是 50Hz。^[2] 直流可视为频率为 0 的交流的一个特例。

交流波形完成一周变化所需要的秒数，即频率的倒数，被称为“周期”。交流波形的相位是和某个已设定的时间参考值相比，波形经过 0 点的时间的度量。相位以交流周期的分数来表示，以度数来度量（ $-180^{\circ} \sim +180^{\circ}$ ）。直流系统没有相位的概念。

电力系统主要采用交流，但也有一些受限制的部分采用直流。由于可使用变压器来方便的变化电压等级，使交流受到青睐。直流系统也能改变电压等级，但需要更复杂、昂贵的，使用电力电子技术的设备。在需要远距离输电时，直流是有优势的，原因将在后面讨论。直流也用于连接以不同频率运行的交流系统（例如在日本）或系统频率相同但不同步（如在美国的不同电网间）的系统。^①

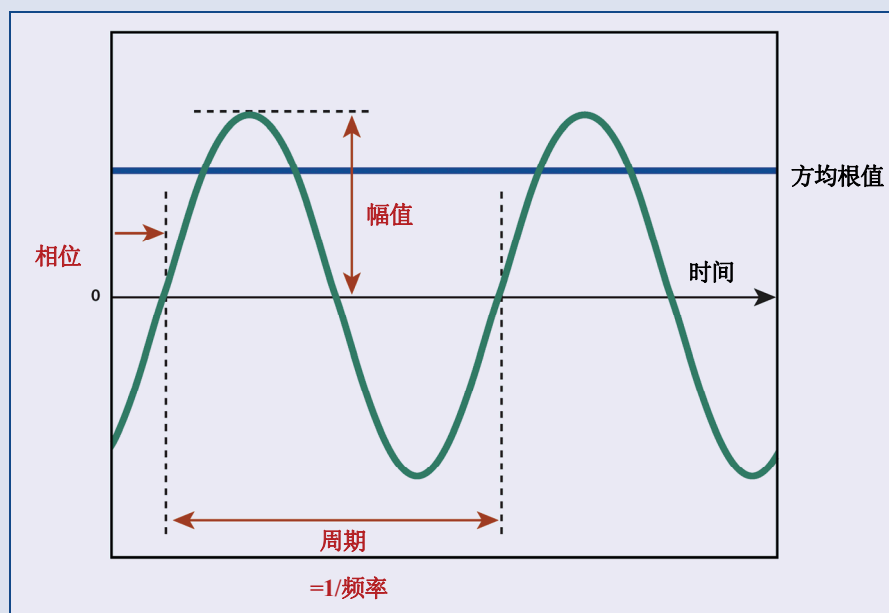


图 B.1 交流电压波形的幅值、频率、周期及相位

① 希望对电力系统有深入了解的读者可跳过此部分。

B.2.5 阻抗

阻抗是导电装置，例如一条输电线路，阻碍流经其上的电流的一种特性。电能流经一条输电线路的速度受限于这条线路的阻抗。阻抗由两部分组成：电阻和电抗。阻抗、电阻以及电抗均以欧姆为度量单位。

B.2.5.1 电阻

电阻是导电装置阻碍流经其上的交流或直流电流的一种特性。输电线路是由被称为“导体”的导线组成，导体的电阻随导体长度增加而增大，随横截面积增大而减小。

由于运动的电荷与导体的原子碰撞，导致电能被转化为其他形式的能量，因此说电阻导致导体上产生了电能损耗。但电阻不引起电压与电流间相位差的任何变化。能量损耗率（称为“电能损耗”）等于电阻乘与电流（方均根值）的平方。

B.2.5.2 电抗

电压和电流分别创造了储存能量的电场和磁场。电抗是由于这两种场的出现而对电流产生阻碍的一种特性。当电压和电流是交流，这种对能量的交替储存和获得使功率的流动变缓，但能量不会损失。当能量储存在磁场中，电抗元件被称为“感性电抗”，而当能量储存在电场中，则被称为“容性电抗”。电抗是频率的函数——感抗随频率增加而增大，容抗随频率增加而减小。系统中电抗的存在也带来了电压和电流之间相位偏移——感抗使电流滞后于电压（负相移），而容抗使电流超前于电压（正相移）。（将这种情况形象化的一个方法

是想象当电压行进时，电流“忙着”在磁场中储能，而当电场中是当电流行进时，电压“忙着”储能。）

输电线路的阻抗主要是感抗。因此它的电流会与电压异相并滞后于电压，这是我们不希望的结果，原因将在后面的内容中讨论。为对此进行补偿，会将容性阻抗元件（电容器）接在输电线路路上。由这些电容器产生的正向相移消除了由输电线路的感抗产生的负向相移，并使电压和电流同相（是好事）。这个过程称为“线路补偿”。

线路的感抗与频率均和线路长度成正比，且对于长距离交流输电线路而言，感抗限制了线路承载的功率大小。当频率为零（直流）时，阻抗为零，这一特性使直流对长距离输电来说很有吸引力。

B.2.6 功率

功率是电能流动或做功的速度。^❶ 由于电压是单位电荷的流动所做的功，而电流是电荷流动的速度，电流和电压的乘积就是做功的速度——功率，或更确切地说是瞬时功率。由于功率损耗等于导体的电阻乘以电流的平方，要降低线路损耗，可增加线路的电压，从而降低输送同样功率所需的电流。因此，长距离输电采用高电压。然而，如我们后面将谈到的，高压线路也有缺点，包括需要保持更大的安全距离以保持安全。

在交流系统中，电压和电流每秒变化很多次，它们产生的瞬时功率也快速变化着，如图 B.2 所示。在图中，负的瞬时功率等同

❶ 能量确实在电力系统中“流动”，功率是这种能量流动的速度。尽管技术上而言不正确，但常用的说法还是“功率流”。

于功率向后流动。在电力系统中，有这种多个周期的平均值的量是很宝贵的。这些量是实际功率、无功功率及视在功率。这 3 个量中只有 2 个是独立的。视在功率可由实际功率和无功功率确定。

B.2.6.1 实际功率

实际功率也称为“有功功率”或“平均功率”，是瞬时功率的平均值，如图 B.2 所示。以瓦特为单位。虽然瞬时功率可以在两个方向上流动，实际功率只可能在一个方向上流动，如图 B.2 (a) ~ (c) 所示。如图 B.2 (d) 所示，当电压及电流间的相位差为 90° 时，实际功率为 0。

B.2.6.2 无功功率

如果电压和电流的波形“同相”——即它们同时经过 0 点——那么瞬时功率虽然不断变化，但总是正的，或沿着一个方向流动的[见图 B.2 (b)]。在此情况下，所有的功率都是实际功率。但如果一个波形相对于另外一个波形是随时间变化的，这种情况称为“异相”，则功率可能呈现出正值和负值，如图 B.2 (a)、图 B.2 (c) 和图 B.2 (d) 所示。输电线路的电抗可引起这种相位的差别。除了实际功率是向一个方向流动，被称为“无功功率”的功率流是往复运动的。虽然它不做有用功，但由于电流流经变压器及输电线路等有电阻的元件，故无功功率仍导致系统产生电能损耗。无功功率以乏为单位 (VAR)。

无功功率可以为正或负。但与瞬时功率不同，它的正负号不表示无功功率的流向，而仅表示电流与电压相对的相移。当由于感抗的存在，电流滞后于电压时，无功功率为正，如图

B.2 (a) 所示；而当容抗存在，电流超前于电压时，无功功率为负，如图 B.2 (c) 所示。吸收负的无功功率的设备通常被说成是“提供”正的无功功率。在电力系统中，通常将电容器接入到靠近大型感性负荷的地方以补偿它们的正向无功功率。

B.2.6.3 视在功率

视在功率是电压方均根与电流方均根的乘积，它总是大于或等于实际功率和无功功率。如变压器和输电线路等电力设备应对其视在功率进行热性能方面的评价。视在功率以瓦特安培为单位。实际功率与视在功率的比值称为“功率因数”。电力公司喜欢保持一个统一的功率因数，因为这意味着所有流动的功率都正在做有用功。

B.3 电力系统的结构

电力系统包括将一次能源转化为电能的发电机组、输送这些电能的输配电网络，及使用电能的用户设备（也称为“负荷”）。发电、输电及用电起初是处于相对较小的地理区域内的，但如今这些区域性的系统通过高压输电线路连接在一起，形成了高度互联及复杂的、覆盖广阔地域的系统。这种联网促进了规模经济，使最经济的发电机组得到更好的利用，提高了可靠性，由于负荷的多样化而提高了负荷的均峰比，从而提高了容量的利用率。但联网也导致了复杂性，因为系统某一部分的任何干扰可能给这个系统带来负面影响。图 B.3 展示了电力系统的基本结构。接下来我们逐一讨论它的子系统。

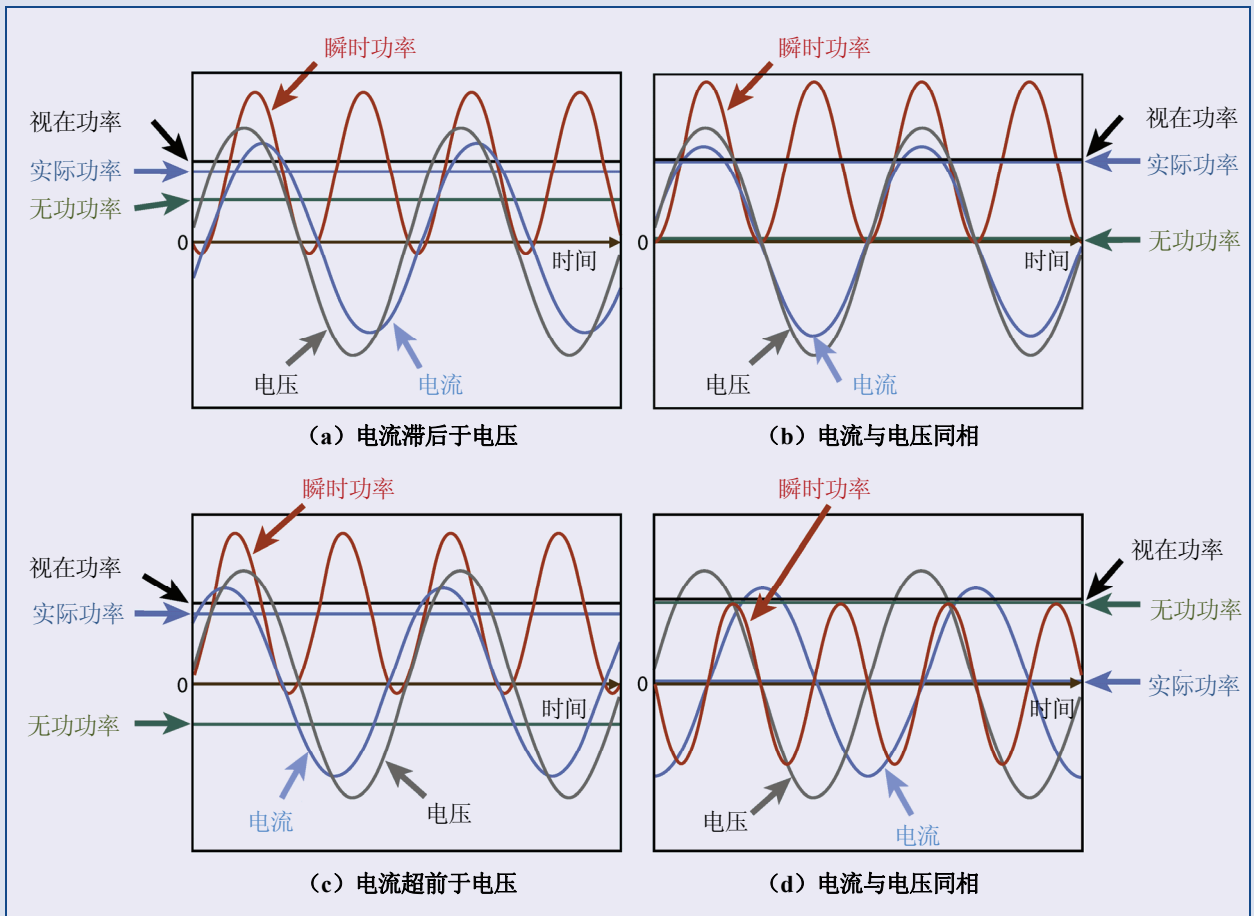


图 B.2 交流系统的电流、电压及功率

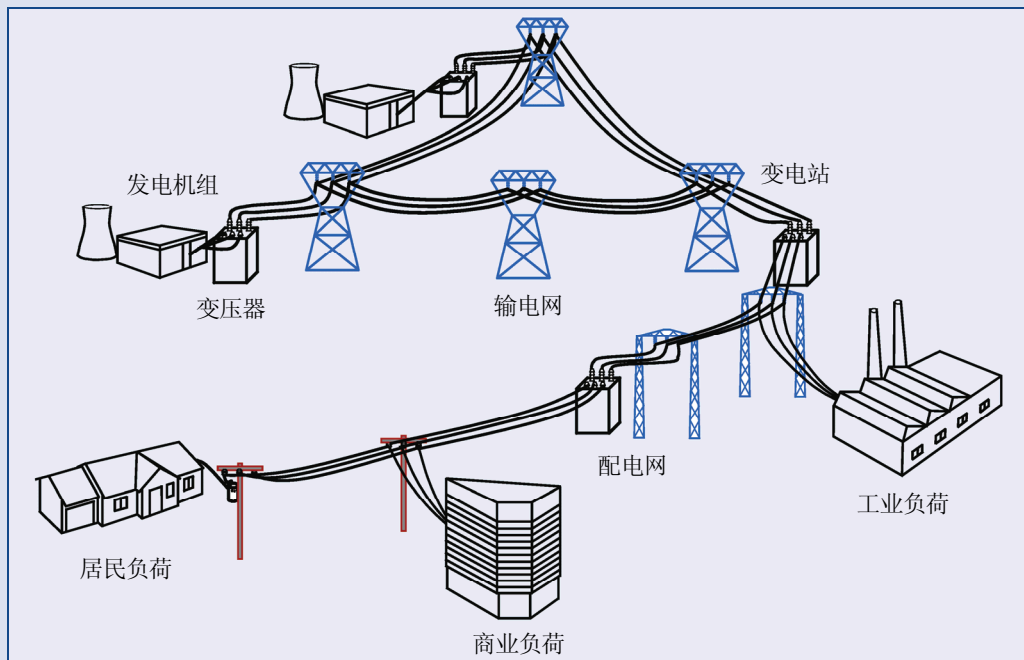


图 B.3 电力系统的结构

B.3.1 发电

电能是由安装在电厂中的发电机组将一次能源进行转换而产生的。一次能源来源于不同的资源，如化石燃料及核能、水能、风能及太阳能。将这些能源转化为电能的过程取决于发电机组的设计，而发电机组的设计又部分由一次能源的特性决定。

术语“热力发电”通常指通过燃烧燃料将化学能转变为热能，再用热能产生高压蒸汽，高压蒸汽流动并带动交流发电机的机械轴从而在发电机端口处产生交流电压及电流，即电能。这类发电机组有3个端口，产生3个交流电压，每个端口处一个，各有 120° 的相位差，如图B.4(a)所示。这样一组电压称为“三相交流电压”，而之前讨论的如图B.1所示的电压称为“单相交流电压。”三相交流比单相交流有许多优势，包括输电线路所需导体材料更少，及从发电机流出的总的瞬时功率保持恒定[见图B.4(b)]。

核发电机组采用一个与热力发电机组类似的能量转换过程，不同的只是用于产生蒸汽的热能

来自于核反应。水力发电和风力发电机组分别将水和风的动能直接转变为发电机机械轴的转动。太阳热能及地热发电机组分别用太阳的辐射和地热将液体加热，后续转换过程与热力发电机组相同。与此不同的是，光伏发电机组直接将太阳辐射转化为电能。另一种常见的发电机组类型是燃气轮机。它燃烧喷气发动机中的天然气和空气的受压混合气体。燃气联合循环电站既有燃气轮机又有汽轮机。它利用燃气轮机的余热为汽轮机产生蒸汽，从而达到更高的能量转换效率。^①

从电力系统运行的角度，发电机组可分为三类：带基荷的、中间式的及调峰的机组。带基荷的机组要用于满足系统恒定或基本的电力需求。除必需的停机检修维护外，它们全年连续运行。因此，它们必须可靠及经济地运行。由于核电和燃煤电站燃料成本低，二者和径流式水电站通常被作为带基荷的机组。然而，带基荷的核电和燃煤电站通常建造成本高，且爬坡率（ramp rate）低——也就是说，它们的输出功率只能缓慢变化（约几个小时）。

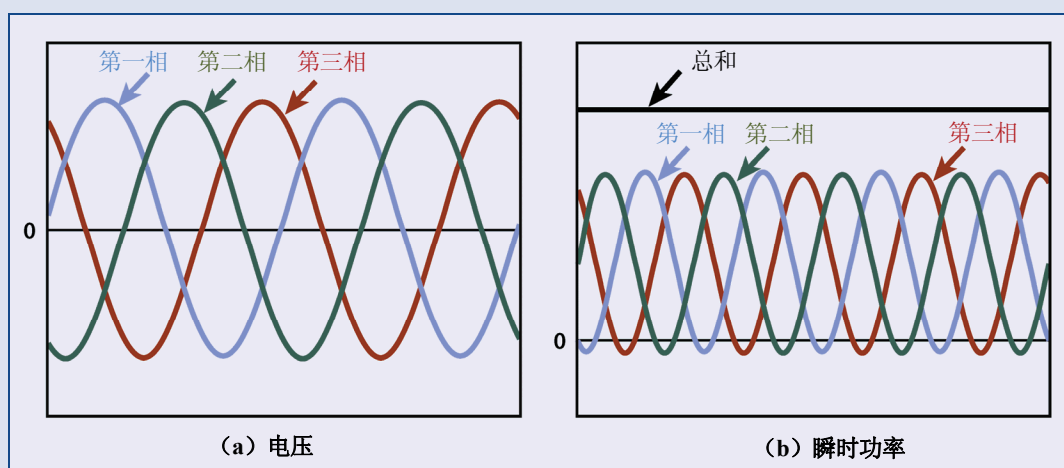


图 B.4 三相系统

^① 能量确实在电力系统中“流动”，功率是这种能量流动的速度。尽管技术上而言不正确，但常用的说法还是“功率流”。

中间式的机组也称为循环负荷机组，它们长期运行，但不像带基荷的机组那样在一个功率值上持续运行。它们有比带基荷的机组更快的改变出力的能力。联合循环燃气电站及老的热力发电机组通常用作中间式的机组。

调峰机组仅当系统电力需求接近高峰时才运行。它们必须能快速启停，但它们一年中仅运行较少的小时数。燃气电厂及有水库的水电站的机组通常作为调峰机组。燃气电厂建造成本相对低，但运行成本高。

大型发电机组通常位于人口稠密区之外，它们发出的电力要输送到负荷中心去。这些机组产生的三相交流电压有几千伏，也有几十千伏。为降低输送过程中的损耗，这个电压立即被变压器升压为几百千伏的电压。单一交流系统内的所有发电机都是同步的。

除了主要的大型发电机组，系统通常还有一些分布式发电，包括热电联产机组。这些机组和其他如小水电之类的小型发电机组通常以较低的电压等级运行并接入配电网系统。小型发电机组，如太阳能光伏发电阵列，可以是单相的。

B.3.2 输电

输电系统将电力从发电机组经长距离输送到配电网系统。输电网由电力线路和变电站组成。输电系统的电力线路几乎都是悬挂在高塔上。但在城市里，由于不动产是昂贵的，输电线路有时是采用绝缘电缆埋入地下。变电站装有变压器、开关装置、测量仪器及通信设备。变压器用于改变输送的电压。开关装置包括断路器和用于系统保护和维修时将输电系统部件断开的其他类型的开关。测量仪器收集电压、

电流及功率数据用于监控及计量。通信设备将这些数据传输至控制中心，还可对开关装置进行远方控制。

由于要将电力远距离输送，输电网采用高电压来降低输电损耗，减小导线截面，且对于给定的功率而言，所需通道相对较窄。然而，为保证安全，高输电电压要求好的绝缘及对地、对树木及建筑物较大的安全距离。输电电压因地区及国家而异。美国采用的输电电压通常（但不绝对）是 138kV、230kV、345kV、500kV 及 765kV。^[3] 中国已有一条输电线路采用 1 000kV 电压。虽然输电大多采用三相交流，对于超长距离输电，高压直流由于不存在无功电抗而显现出其优越性。而且高压直流只需要 2 根导线而不是 3 根。但高压直流需要在线路两端使用造价昂贵的换流站（用电力电子技术）将线路接入交流系统中。

输电变电站中的变压器将输电电压降低，以连接到次级输电网络或直接连接配电网。次级输电网络输送电力的距离较上一级网络的短，且典型的是用于将输电网与多个附近的相对较小的配电网相连。在美国，通常使用的次级输电电压是 69kV 和 115kV。

就拓扑结构而言，输电及次级输电线路构成网格状网络（相对于辐射状而言），这意味着网络中任意两点间有多条路径。这种冗余可使系统在即使一条输电线路或一台发电机组未工作的情况下，仍能向负荷供电。然而由于这种多路径的存在，潮流的路径无法随意确定，而是沿着发电机组到负荷的所有路径流动。如框 B.1 中讨论的，流经某条输电线路的潮流取决于该条线路的阻抗及其两端的电压幅值及相

位。^① 预测这些潮流需要大量的潮流计算及精确的网络电压及阻抗的信息，而这些信息难以达到准确。故精确预测流经某条特定线路的潮流是很困难的。发电机和负荷间的多路径还导致潮流在“不期望”的路径上流动。这些不期望路径被称为“环流”。

如第 2 章中图 2.4 所示，一条输电线路所能输送的功率是受限于热稳定性、电压稳定性或暂态稳定性约束条件中最具约束力的那个。^② [4] 当流经输电线路的功率超过某一水平时，线路的电阻导致过多的线路损耗从而使线路过热，热极限由此而来。电压稳定性限制则是由于当流经输电线路功率高于某一水平时，线路的电抗使线路远端的电压低于可接受的水平（通常是标称设计电压水平的 95%）。暂态稳定性约束与输电线路应对流经其上的功率的快速变化而不导致发电机组相互间失去同步的能力有关。通常，短距离输电线路的最大功率取决于热稳定性，而长距离输电线路上的功率主要受电压稳定性或暂态稳定性的限制。当由于一条或多条输电线路容量的限制，导致低成本的发电机组的多

余容量不能供应给负荷时，这些潮流的约束条件引发了输电线路拥堵。

一些非常大型的用户直接从输电或次级输电网获得电力，但大部分用户都是从配电网获得电力。

B.3.3 配电

配电网将电力从输电或次级输电系统的最后几英里处输送至用户。配电网中传输电力的电线架设在电线杆上，在很多城市区域或被埋设于地下。配电网因电压等级和拓扑结构而区别于输电网。由于较低电压等级所要求的安全距离较小，故配电网采用较低电压等级。通常 35kV 及以下的线路被认为属于配电网。

配电网与输电网或次级输电网在配电变电站处连接。配电变电站有变压器将电压降至主要的配电网电压等级（在美国，典型的是 4~35kV 的范围内）。像输电变电站一样，配电变电站也有断路器和监测设备。然而，配电变电站的自动化程度不如输电变电站那么高。

框 B.1 控制潮流

有两个因素决定潮流：线路的阻抗和线路两端的瞬时电压差。阻抗是电阻和电抗的组合。电阻导致由于线路发热而产生的电能损耗。这类似于水施加给游泳者的阻力或风施加给骑车者的阻力。以这种形式损失的能

量无法恢复。电抗决定了与线路周围电磁场相关的能量。这种能量类似于当骑着自行车爬坡时储存的势能。当下到另一边时，它是可恢复的（理想情况下）。在美国的交流线路中，这种能量每秒储存和恢复 120 次，因此，这与储存于电池之类的装置内的能量的情况

① 一条输电线路上流经的功率大致与线路两端电压的相位差成正比，与线路的阻抗成反比。

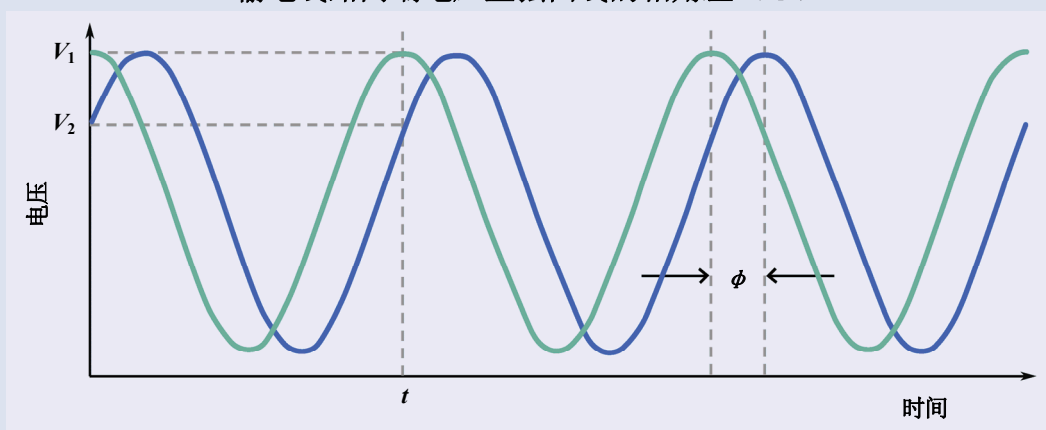
② 电力系统稳定性极限也在第 2 章的框 2.3 中进行了讨论。

有很大的区别。线路的电阻由材料特性、长度、导体横截面积决定，而电抗则由几何特性（导体相对于其他导体及相对于地面的位置）决定。在实际的输电线路中，电阻相比电抗而言较小，因此，电抗对潮流的影响较电阻大。线路两端的电压作为时间的函数，呈正弦曲线。下图中，两条正弦曲线表示一条线路两端的电压。当有潮流时，线路两端电压的瞬时值是不同的，如图所示， (t) 时刻对应的电压值 $(V_1$ 和 $V_2)$ 。这个瞬时值的差是两个正弦函数间相位差的函数。如图中

所示，相角差表示为 ϕ 。如果两个电压同相，即如果 $\phi=0$ ，则它们的瞬时值没有差异。

线路上的功率随相角差（或更确切地说是相位角差的正弦）及阻抗的倒数而变化。除某些特殊情况下采用一些装置来控制单条线路上的潮流外，当一条线路是互联电网的组成部分时，由于是整个电网的特性共同决定了潮流，所以该条线路上的潮流是难以控制的。当用特殊装置控制潮流时，这些装置通过改变阻抗和相位角来实现目的。

输电线路两端电压正弦曲线的相角差 (ϕ)



配电变电站的主要出线称为“馈线”。它们也带三相交流电压，这就是为什么在农村及郊区会见到很多电杆上有三条电线。然后各相分别供电给不同的周围地区。

由于从配电变电站到某个负荷只有一条潮流路径，所以配电网通常为辐射状，被称为“星形网络”。有时，由于从配电变电站到某个负荷点有两条潮流路径，配电网也会呈环形结构，但通过使一个断路器保持断开，从而仍以星形网络运行。在高密度的市区，配电网也可能呈网格状结构，以网格形或星形网络运行。由于

环形或网格形配电网中存在多条潮流路径，当一条原始路径上出现了问题，可通过恰当的断路器分合闸使用户可以从其他路径获得电力供应。当这一过程自动实施时，通常被称为“自愈”。配电网的设计中，通常假设潮流是单向流动的。然而，大量分布式发电的加入，可能使这一假设变得可质疑，并要求设计实践的改变。

工业及大型商业用户由于自己有变压器或在某些情况下可直接使用较高的电压，它们通常从主要的配电馈线处获得三相电。然而，对其余的用户而言，通常只需要单相电，一般从

旁边馈线的最后半英里或近似长度处以单相电输送给用户。配电变压器通常安装于电杆上或靠近用户处的地下，它将二次配电电压降低至普通用户可安全使用的水平。美国大部分居民用电的电压等级为 120V 或 240V。在郊区，一台配电变压器向几户居民供电。

B.3.4 用电

电力负荷多种多样，包括电灯、加热器、电子设备、家用电器，带动风扇、泵及压缩机的电动机。这些负荷可根据阻抗分类，分为电阻性、电抗性，或二者的混合。理论上，负荷可以是纯电抗性的，且它们的电抗可以为正或为负。但实际上，大部分负荷的阻抗要么是纯电阻性的，要么是混合性的。加热器和白炽灯为纯电阻，电动机的阻抗为电阻和电感。纯电阻性负荷仅消耗有功功率，有感抗的负荷还吸收无功功率，有容性阻抗的负荷提供无功功率。

由于有大量电动机接入电网，系统负荷以感性为主。因此，发电机组必须既供应有功功率又供应无功功率。由于电容器会产生无功功

率，通常在大的感性负荷附近接入电容器以消减无功功率（增加负荷的有效功率因数）并降低网络和发电机的负载。

从系统运行的观点来看，一个区域负荷的电力总需求比负荷个体的用电量更重要，这种总负荷是持续变化的。负荷持续曲线有效的描述了这种总负荷全年的情况，它描绘了该年内每小时的负荷情况，但不是以时间先后为序，而是从出现最大负荷的那一小时以如图 B.5 所示的单向递减的方式绘制。对该曲线上的每一点，横坐标是该年内负荷大于该点纵坐标所示水平的小时数。负荷持续曲线提供了负荷差异情况的图形，以及该年内负荷处于某一特定水平之上有多少小时。由于需要发电容量来满足高峰时段的负荷，而发电厂的利用与平均负荷有关，所以满足一条尖的负荷持续曲线的需求比满足一条平的负荷持续曲线的需求花费要大。负荷率是对用电的一种有用度量，它是负荷的均峰值比。

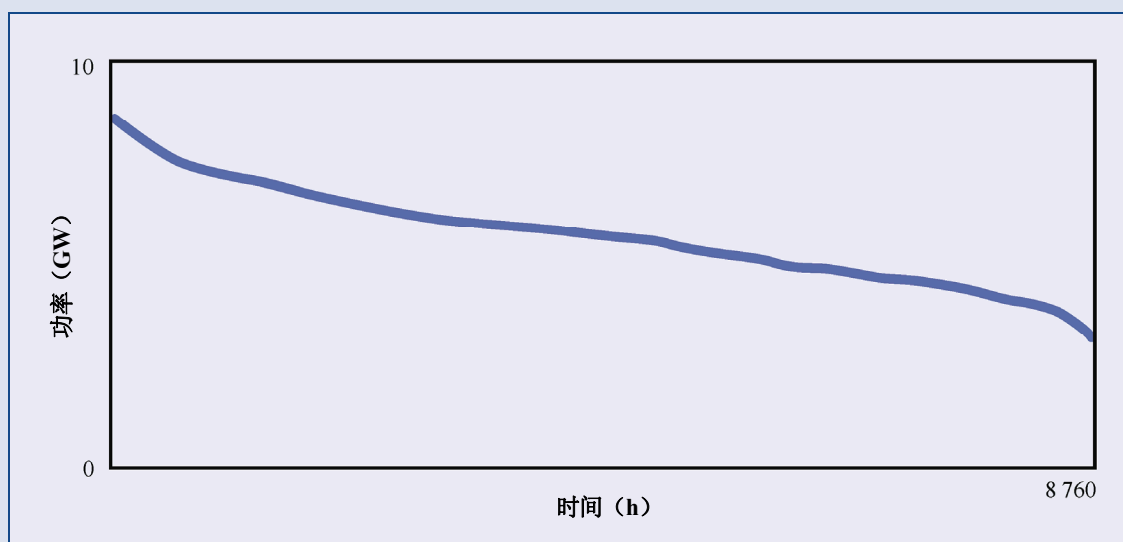


图 B.5 负荷持续曲线

B.4 电力系统运行

电力系统运行是通过自动控制与需要直接人工（系统运行人员）干预的活动相结合来进行的。电力系统运行的主要挑战是系统中几乎不存储电能。^①因此，电力的供应和使用必须在所有时点上平衡。由于负荷总在难以准确预测的方式不断变化，发电必须实时跟随负荷变化。通过分层控制方案来维持电力供应和需求的平衡，在较长的时间尺度内进行粗略匹配，在最短的时间尺度内进行精细匹配（见第2章中图2.1）。

B.4.1 保护

电力系统运行的一个重要方面是保护。这意味着确保系统的安全，包括发电机组、电网其他资产，及可能与系统接触的人员的安全。保护动作应在几分之一秒内，以避免设备损坏或人员伤害。保护是通过使用传感设备及断路器，和在输电线路损坏或短路等故障情况下可隔离系统未带电部分的其他类型的开关装置来实现的。一旦故障处理好，系统的这一部分可重新接入系统中。事故情况的预先处理计划也可保护电力系统。计算机定期计算如大型发电机或输电线路故障等各种可能事故情况下的潮流及电压，以确定各种情况下的最佳应对方式。

B.4.2 实时运行

电力系统实时运行的目的是确保满足终端用户电力需求的同时，系统保持稳定并受到保

护。这要求发电和用电在所有时刻得到精确平衡。如不能保持这种平衡，系统会不稳定——电压和频率会超限——并导致设备损坏及停电。如果未能及时恢复这种平衡，本地停电可发展为大面积停电，就像美国1965年及2003年的大停电。值得庆幸的是，与系统内的发电机和电动机的惯性相关的被储存的动能可帮助克服功率上的小的失衡，这种“继续下去”的能力为积极控制系统采取相应措施提供了足够的时间。在最短时间尺度内的电力供需平衡是通过调节器控制来主动维持的。

B.4.2.1 调节器控制

负荷和/或发电的变化改变着供需平衡，带调节器控制的发电机首先采取相应措施。调节器是一个通过阀门控制进入涡轮机的蒸汽、水或燃气，从而控制带动发电机的机械功率的装置。调节器根据现场测量的发电机输出频率变化及现行的系统标准进行相应动作，美国的系统频率标准是60Hz。^②

如果发电机的电力负荷大于带动它的机械功率，发电机通过将它的一部分动能转变为额外输出功率来保持功率平衡——但在这个过程中，它的转速降低。相反，如果它的电力负荷小于带动它的机械功率，发电机吸收额外的动能，转速提高。这种行为被称为“惯性反应”。发电机产生的交流电压的频率与它的转速成正比。因此，可通过发电机的输出频率监测其转速变化。频率下降表明有功功率消耗大于发电机发出的功率，而当频率增加则表明发出的功

^① 请注意，抽水蓄能用电将水抽到一个高于地面的水库中，将能量以势能的形式储存，这不是电能的储存。须有水电发电机将这种能量转回到电的形式。能量存储技术在第3章中讨论。

^② 发电机的输出频率与转速成正比，通常调节器的设计都使其能感知这个速度。

率大于功率消耗。频率的任何变化在几分之一秒内被感知，调节器在几秒内通过改变阀门的位置——增加或减少进入涡轮的介质流量，来做出响应。如频率降低，阀门将被进一步打开以增加介质流量，从而提供更多的机械功率给涡轮，进而增加发电机的出力，实现供求平衡，并将发电机的速度稳定在这一被降低的水平上。只要带动它的机械功率与它的电力负荷平衡，发电机的速度将一直稳定在这一水平上。很快地，出于稳定性原因，调节器的设计无法把频率带回到刚好 60Hz。纠正这一频率偏差的任务交给了较慢的自动发电控制（AGC），对此将在本附录后面部分讨论。

B.4.2.2 电压控制

正如有功功率不平衡引起系统频率的变化，无功功率的不平衡会引起系统电压的变化。如果负荷消耗的系统无功功率增加，而无功功率的供应没有相应的增加，发电机的输出电压将降低。相反，如果发电机提供的无功功率大于被负荷吸收的无功功率，发电机的输出电压将增高。通过调节发电机的转子电流（这控制着发电机产生的无功功率），或使用辅助电压支持设备，例如使用与半导体开关相连的电抗器或电容器来吸收无功或供应不足的无功的静止无功补偿装置，可使电压恢复到初始水平，电压控制也非常快。

B.4.2.3 自动发电控制

由于调节器控制为无功平衡带来供应或需求，它导致了系统频率的小幅变化。此外，位于一个控制区域外的发电机对该控制区域内负

荷变化(或反之)作出的基于调节器的反应，会改变控制区间的潮流，使之不是预定水平。^①控制区间的这种频率和潮流的误差通过相对慢速的自动发电控制（Automatic Generation Control，简称 AGC）来纠正。AGC 以消除区域控制误差（the area control error，简称 ACE）为目标。ACE 是对流至或来自于一个控制区域的实际与设定的净潮流之差，及系统频率偏差的一种度量。忽略系统频率方面的作用不谈，一个正的 ACE 表示在这个区域中的发电超过了负荷，而超出部分为来自于这个控制区域的净潮流超过预定值的部分。在这种情况下，该控制区的发电须降低。相反地，负的 ACE 须增加本地发电。区域控制中心自动信号发送给装有 AGC 的发电机，从而增加或减少它们的出力。在一些特殊情况下，当所需要的出力变化超出 AGC 的规定极限时，系统运行人员可打电话给发电厂运行人员要求增加或减少出力。

B.4.2.4 备用

当功率不平衡超过某一特定水平时，系统运行人员就需要调用发电备用。发电备用可能是处于备用状态的额外的发电机组，也可能是已经在运行的但可根据要求增加出力的发电机组。有充足的备用，对于系统应对负荷的不确定性及如某台发电机组故障这样的事故是非常必要的。

根据开始输送所要求的功率所需的时间对发电备用进行分类；典型的类别是 10 分钟和 30 分钟的备用。备用可以是旋转备用或非旋转备用。旋转备用是涡轮旋转与电网同步但没有出力

^① 从运行的观点来看，一个大电网被分成多个控制区，也称为“平衡管理区”。这些控制区通过被称为“联络线”的输电线路连接在一起。

的发电机组，它们可在几分钟内提供所要求的出力。非旋转备用是未并网但能很快与电网同步的机组。有组织的电力市场中的系统，发电备用提供的，不仅是其发出的电量，还有它们可以在短时间内就输送备用功率的这种快速可用性。

B.4.2.5 其他电力平衡方案

一些区域的大用户面临实时电价，当系统有压力时，供电的实时增加成本相应较高，这就引导这些用户将负荷断开。但当所有其他电力平衡的办法都已经用尽了，系统运营商可采取主动降低负荷的办法，通常称为减载。减载有不同的方式。系统运营商可首先中断对那些合同中允许中断电力供应的负荷的供电。另外，系统运营商可下令降低电压，也称为局部暂时限电。许多负荷，如加热器、白炽灯及特定类型的电动机，在较低的电压下运行时消耗的功率也较低（做的功也较低）。因此，通过降低供应给用户的电压，整个系统消耗的功率可得到降低。如果这两种方法都不能达到理想的降低负荷的作用，系统运营商可进行轮流停电。这种情况下，不同的用户群以每次一个用户群的方式轮流在一个固定的时间内（通常是一小时）被断开。通常以断开配电变电站的开关来实现这种断开。

B.4.3 计划

计划决定了哪些发电机组应以哪种出力水平运行，它是按预先确定的、固定的时间间隔来进行的。目的是根据发电和输电的约束条件使成本最小化。计划包括经济调度和机组组合，二者都包括两个重叠的时间范围。

B.4.3.1 经济调度

发电机组增加的生产成本因机组不同差

异非常大，差异主要是由于它们的“燃料”（例如铀、煤、天然气）成本及各自的效率不同。经济调度通过将被预测的负荷优化分配给上线的机组，从而使总的生产成本最小化。控制中心的计算机通常每 5~10 分钟进行一次优化计算，以决定下一小时的调度，并将这些经济调度信号发送给所有的发电机组。由于系统的物理极限或受事故情况下保持安全运行相关的安全性约束，有时电力不能从最低成本的发电机组调度。物理限制包括输电线路的发热和稳定性限制及发电机组出力及爬坡率的极限。安全约束包括输电线路备用容量和发电备用要求。根据安全约束进行的经济调度被称为“安全约束经济调度”。

B.4.3.2 机组组合

除了决定每台机组并网运行时的出力数额外，系统运营商还应决定每台机组应该何时启动和停机。这一功能被称为“机组组合”。虽然机组启停都有很高的成本，但实践中不会让所有机组都一直并网运行。大量固定成本与机组运行有关，且一些机组并网运行时有其必须提供的最低出力。机组组合决定了各台机组启停的经济上最优时间，及它们并网运行时应该提供的出力。这种优化比经济调度更加复杂也更耗时。机组组合通常在前一天进行，并覆盖 1 天到 7 天的调度期。

B.5 趸售电力市场

如第 1 章中所述，在过去的 15 年中，电力行业的组织结构已经发生了很大的变化。直到 20 世纪 90 年代中期，美国的电力行业主要是垂直一体化的：单一实体、有管制的垄断、拥

有并运营着每个地区的发电、输电及配电。^①然而，1996年联邦能源监管委员会颁布了第888号令，要求输电网应可以提供给任何发电商使用。从此，美国的某些地方出现了独立系统运营商（ISO）和区域输电组织（RTO）。在很多区域，发电和输电的所有权已经分离。在有ISO和RTO的区域，二者协调有组织的趸售电力市场。在这种市场中，遵照二者提出的集中协调的要求，市场参与者（电能或如旋转备用等其他电力市场产品的买卖双方）的独立决策设定了发电的价格。

实时定价理论为成功的市场设计提供了基础。^[6] 在被称为“基于竞标的、安全约束的经济调度”的框架中，由系统运营商进行的集中协调与由市场参与者进行的分散决策融合在了一起。出售趸售电能的过程始于发电商提供以某一特定价格在第二天特定时段出售一定数量的电能的投标过程。这些报价由ISO或RTO以顺序排列，称为“堆标”，发电机组按此顺序被调度（被通知发电），直至发电与期望的负荷匹配（大负荷有时也向市场递交要购电的标）。所有被调度的机组收到同样的补偿，称为“出清价格”——最后一台被调度的机组的报价。由于包含了如发动机启动所需时间、出于拥堵或可靠性考虑的经济顺序之外的调度，及安全约束等参数，实际过程比这种简单的解释要更复杂。

这个过程决定了满足输电系统中每个负荷或电源接入位置（称为“节点”）上增加的负荷的边际成本。这种成本有个术语称“节点边际

价格”（locational marginal prices, 简称LMPs），它是市场中达成电力买卖的价格。配电公司或大用户为所消费的电能支付适用的LMP。

在现代市场中使用的LMP定价结构确保了发电商有可盈利的选择。而负荷要服从经济调度的指令。只有当发电商的售电报价不高于当地的市场出清价时，该发电商才会被调度。同理，当市场价格低于发电商的售电报价时，发电商不被调度。LMPs的应用最好地利用了市场有效平衡的自然定义，使用了集中协调，使市场参与者无须追踪输电情况或去了解系统的众多约束或要求。

B.6 电力系统规划

新的发电机组或输电线路的建设需要大量的投资并经历很长的时间（从几年到十年），所以电力系统发展的规划需要基于10~20年的长期需求预测进行认真分析。准确预测远期负荷是很有挑战性的，并需要考虑许多因素，包括人口增长的估计、历史上各种个体用电模式，以及预测的经济增长情况。长期需求预测还可能包括预测新能源储备及需求响应方案的影响。

在那些由垂直一体化的电力公司提供服务的区域，发电和输电发展规划是由这些电力公司的规划人员为主进行的。规划人员以资金成本及运营成本来评价各种满足未来负荷需求的方案。他们基于提供充足可靠的服务时系统成本最小化的标准来选择项目。决策也可能会受到政府鼓励政策、规章制度及对环境影响等因

^① 例外情况是有一些小型的市政或合作制实体，它们只运营配电业务，尤其是从20世纪30年代起，如田纳西河谷水电管理局这样的联邦系统。

素的影响。规划应考虑到与长期负荷预测的重大不确定性、未来运营成本（与燃料价格直接相关）及技术变化等因素相关的风险。

在存在有组织的电力市场的地区，发展规划是由 ISO 或 RTO 与独立市场参与者分担的。发电规划是分散进行的，主要由单个发电公司在 ISO 或 RTO 的预测及系统需求基础上完成。而用以选择项目的正规机制取决于市场设计的细节。个体的决策则是基于投资回报最大化。

然而，市场竞争的本质是希望达到整个系统的成本最小化，同时为运营效率提供更强的激励。

对于存在有组织的市场的地区，规划未来输电网的发展，更大的复杂性是未来发电投资的不确定性，对 ISO 或 RTO 而言，输电发展决策更具挑战性。因为电站的开发是基于公司的单独决策。结果，ISO 或 RTO 无法知道这些未来电厂确切的位置和规模。

参考文献

- [1] U.S. Energy Information Administration, “Electricity Explained: Use of Electricity,”http://205.254.135.24/energyexplained/index.cfm?page=electricity_use.
- [2] W. Steinhurst, “The Electric Industry at a Glance”(Silver Spring, MD: National Regulatory Research Institute, 2008).
- [3] S. W. Blume, *Electric Power System Basics: For the Nonelectrical Professional* (Hoboken, NJ: Wiley–IEEE Press, 2007).
- [4] A. V. Meier, *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction* (Hoboken, NJ: Wiley–IEEE Press, 2006).
- [5] I. J. Pérez-Arriaga, H. Rudnick, and M. Rivier, “Electric Energy Systems. An Overview,” in *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, eds. A. Gomez-Exposito, A. J. Conejo, and C. Canizares(Boca Raton, FL: CRC Press, 2009), 60.
- [6] F. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity* (Boston, MA: Kluwer Academic Publishers, 1988).

术语表

术语名称	解 释
导纳	电流与电压之比，包括电阻和电抗效应，是阻抗的倒数
高级量测体系（AMI）	以一小时或更短的时间间隔量测用户个体电力消费情况，并将此信息频繁与配电装置交换的体系
交流电流（ac）	一种周期性反向的电流，是全世界输配电系统中居主导地位的形式
安培	单位时间内通过电路中某一点的自由电荷数量的计量单位
辅助服务	诸如旋转备用、非旋转备用、调节等服务，这些服务在维持电网可靠运行的条件下，支持电能从电源输送到负荷的服务
攻击媒介	借以对关键性基础设施进行攻击的路径或手段
自动发电控制（AGC）	一个根据系统负荷的小幅变化调整发电机机械输入，以使二者匹配的自动系统
平衡机构	一个负责平衡指定地理区域内发电及负荷（以特定的输入量及输出量）的实体
带宽	广义上说，指单位时间内可通过某一特定信道交换的信息量。或者说是在某一特定的无线电通道的无线电频率范围（频率波段）
纯电池驱动电动汽车（BEV）	仅通过电池提供的电力行驶的汽车
大电网	电网的一部分，由发电机及高压输电线路组成
电容	一个将电场中储存的电荷与产生电场的电压相联系的参数。由于输电线路的电压使导线间及导线与地之间产生了电场，故输电线路有电容
电容器	显示出电容的元件
容量市场	电力供应资源的趸售期货市场。这些容量资源通常是，但不总是发电机。参见“容量市场需求响应计划”

术语名称	解 释
容量市场需求响应计划	趸售期货市场计划，在其中，用户参与降低未来负荷作为系统“容量”的竞价，以此取代购买传统的发电或传输资源，通常以此取代预付的容量费
拥堵	由于缺乏输电容量阻碍了成本最低的发电机组向负荷供电，导致系统中一地或多地电力趸售价格或服务成本增加时发生的情况
事故	电力系统中的非正常事件，如发电机跳闸或线路跳闸
换流器	指运用电力电子技术将电能从一种形式转换为另外一种形式（例如从某个电压的直流电转换为另外一个电压的直流电，或将某一频率的交流电转换为直流电或另外一种频率的交流电）的系统的术语
重要峰时定价	一种动态定价计划。它将峰谷分时电价与更高得多的“超级高峰”电价相结合，仅适用于一年中有限的几个重要日子的高峰时段。这种重要日子通常根据预测的市场条件，提前一天宣布
电流	单位时间内流经电路中某点的电荷的数量
需求响应	对电力系统状况尤其是高峰时期，做出的相应的用户负荷响应
直流（dc）	一种单向流动的电流，选择性的应用于电力系统中，主要用于点对点供电的情况
分布式发电（DG）	由主要是电力用户的实体所有的，小规模在现场发电系统
配网自动化	配电网维护、控制及运行自动化先进技术的应用
配电一次电压	将电压降至用户受电电压的最后一台降压变压器之前的配电电压（通常为 13.8kV，但可低至 2kV，高至 34.5kV）
配电系统	是电力系统的一部分。它以较输电系统低的电压等级运行，将电能传输至用户
动态线路评价（DLR）	通过电流环境条件，如温度和风速，来进行的线路评价
动态定价	一种使零售用户电价随同时期发电成本及电力系统中供求关系状况变化的定价机制。价格可能基于前一日或前一小时对条件的预测，在每年的 60 个“重要峰时”可能会变，或者会在实时定价计划中每小时或更短的时间间隔内变化

续表

术语名称	解 释
东部联网	北美两个同步交流电网之一，从加拿大中部往东至大西洋海岸（不包括魁北克），南至佛罗里达，西至落基山脚（不包括得克萨斯大部分地区）
经济调度	为使总成本最小化而对发电机组进行的生产安排
电动汽车（EV）	通过电池提供的电力运行的汽车。电动汽车包括插电式混合动力汽车和电池电动汽车。但不包括混合式电动汽车，其为动力自给，不接入电网
得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）	几乎涵盖了得克萨斯全州的交流同步电网
超高压	在 345~765kV 范围内的输电电压
故障	输电或配电线路上一种非正常的电流流动情况，例如开路（电流中断）或短路（电流超过正常负荷）
故障限流器（FCL）	将故障电流限制到某一预设水平的装置
联邦能源监管委员会（FERC）	美国的独立机构，其职能是：管理电力、天然气、石油的跨州传输；审查液化天然气终端及跨州天然气管道建设；水电项目许可；以及开展一些其他相关活动
（可再生能源）上网电价（feed-in tariff）	对利用某些特定可再生能源技术发出的电能支付的固定电价
柔性交流输电系统（FACTS）	运用电力电子技术使包括伏安无功支持及潮流等不同的输电系统参数可控的一整套技术
发电	将一种形式的能量转换为电能的过程。这一过程通常发生在发电厂，但也可通过太阳能光伏阵列等分布式发电装置进行
发电机	将其他形式的能量（通常为机械能）转换为电能的装置
电网	将发电机组及其服务的用户连接起来的电力系统的组成部分，及相关的运行、管理结构
谐波畸变	由于有非 60Hz 的波加入所致的对纯正弦波的波形偏离
高温超导体（HTSC）	当被冷却至或低于液氮温度（77K）时，其电阻变得非常低（但不是零）的一种材料

术语名称	解 释
高压直流 (HVDC)	以输电的电压等级通过直流进行大功率传输的技术
阻抗	导电装置阻碍交流电流通过的特性, 是导纳的倒数。元件的阻抗取决于它的电阻和电抗
独立发电商	一种非公共事业公司的实体, 拥有发电装置, 发出的电能销售给电力公司和或终端用户
独立系统运营商 (ISO)	一种受到监管的实体, 没有发电或配电资产, 负责趸售电力市场的监督及在某些特定地区运营大电网
感抗	显示出电抗的元件
惯性	物体对改变其运动 (或静止) 状态的阻碍性。惯性与质量成正比; 发电机及负荷的惯性加强了电力系统的稳定性
逆变器	一种电力电子系统, 其功能是将直流电转换为交流电
线路额定容量	在标准环境条件下, 一条固定长度的输电线路可安全承载的最大稳态功率
负荷	接入电网的用电装置的合计电力需求; 有时也可指拥有及运行这些装置的客户
负荷持续曲线	在某一特定地区的电力需求分布函数。用一年中每小时的负荷数据 (8 760 个点) 按从高到低的顺序绘制, 每个点表示该年中不同时点电力负荷的需求
负荷率	负荷的均峰值比
负荷管理/负荷控制	激励用户降低用电以此回应系统运营商的指令或信号的需求响应计划
节点边际价格	对经济调度而言, 满足某一地点负荷少量增加的边际成本; 那一地点的实时电价
环流	在次要输电路径上“不期望”的潮流, 主要导致拥堵及不利于经济运行的情况
损耗	指发电功率与负荷端功率之间的差异, 通常由线路和变压器电阻引发, 并转化为废热
低电压穿越 (low-voltage ride through)	指在主要由短路故障引发的低压情况下, 维持系统运行和完整的能力

续表

术语名称	解 释
微电网	指一个电力系统的一部分，其包含分布式发电机、负荷和专门的控制系统，并能够与电力公司电网并网运行或独立运行
N-1 紧急情况分析	指在失去某一单一元件，例如一台发电机组的情况下对输电线路和变压器潮流和母线电压的评估
相角	指表示为一个角度的时间，用其表示电压和电流波形，或两个电压或两个电流波形彼此相对的位移
相量	指一个用来将正弦波形表示为波幅和相角的数学概念，其中频率是隐含一致的。电力系统的电压和电流波形有时表示为电压和电流相量，因为其频率是恒定的（在北美为 60Hz）
相量测量装置(PMU)	指一个用来每 1/30 秒或更快对电流、电压和频率进行测量的装置，其通过基于全球定位系统的时间信号与较大范围内的其他测量值同步
插电式混合动力汽车(PHEV)	指具有内燃机和可以使用外部电源充电的汽车
功率	指能量流动的速度
电力电子设备	指使用开关电子半导体设备的电子回路，其功能是控制电能，并将其由一种形式转为另一种形式，例如从交流电转为直流电，或者是将一个频率的交流转为另一个频率的交流
功率因数	指真实功率（有功功率）与视在功率的比率。反映一给定电流产生有用功的程度
电能质量	指负荷电压波形接近理想正弦波形和标称值的程度。较差的电能质量一般是由于负荷引发非正弦波形（电子控制负荷的典型问题）或者是由于较弱配网产生频繁停电或电压下降
价格敏感性需求	指对根据系统供需情况而变化的电价进行响应的负荷
公共服务委员会	一个州属机构，一般负责管制零售电价和其他公共服务价格
电抗	指导电设备引发电压和电流相位差，并阻碍交流电流通过的特性

术语名称	解 释
无功	指在交流系统中当有电抗时存在的功率。无功充、放储存在无功元件中的能量。其不做时间平均功 (time-average work), 但是它的存在将导致电能损失和电压降低
实时定价	参见动态定价
区域输电组织	指经过联邦能源监管委员会认证, 符合一套指定要求的独立系统运营商 (ISO), 其负有比未经过认证的 ISO 要高的系统可靠性责任
监管	指在电力系统中, 试图维持某个量在某一标称值或某一标称值范围内的控制方案。该术语经常用于维持电压和频率在某一限值内的概念, 也指负责控制公共公司或其他实体的政府机构的活动
远程终端	指用于监控与数据采集系统和物理世界之间进行接口的电子设备
可再生能源占比标准	指州一级对州内电力消费对应于具体可再生能源技术, 例如风电、太阳能或地热能的最标准的要求
电阻	指导电设备中阻碍电流通过的特性
通道	指输电线路占据的地理区域
静止无功补偿装置	指“柔性 (灵活的) 交流输电系统”设备类别中通过注入和吸收无功用来进行电压控制的电力电子设备
超导体	指当温度降到 21K 或更低时电阻趋向于 0 的材料
数据采集和监控系统 (SCADA)	指通过实时采集和分析数据监控包括电网组成部分运行情况的工业流程的专门的计算机系统
同步相量测量值	指由相量测量装置生成的测量值; 即一个电压或电流相量, 其已与其他测量值使用全球定位系统的统一的时间信号进行同步
系统平均停电时间指标 (SAIDI)	衡量对每个服务客户平均停电时间的可靠性指标
系统保护方案	指基于当地和遥测数据采取行动阻止主要系统干扰传播的保护方案

续表

术语名称	解 释
分时电价	指基于平均系统负荷特性确定的不同固定时段具有不同电价的电价表。典型的分时费率将一天分成两个或三个时段（高峰、非高峰，以及或许一个中间过渡时段），并将周末小时指定为非高峰时段。电价在非高峰时段低，高峰时段高，整个费率表可能随着季节而改变
变压器	指连接两个不同电压等级交流回路的设备
输电网络	指电力系统中通常以高电压实现中长距离电力传输的部分
输电重叠	指叠加在现有输电网络上的输电线路网络。通常指比现有线路更长、电压更高、容量更大的线路
机组启停承诺	指在某一给定时间内安排发电机组发电的程序
波动性能源（VER）	指输出随时间变化难以预测的电源，例如风电和太阳能发电
垂直集成	指在电力行业的一种业态，其将电配送给零售用户的公司也拥有和配电系统相连的发电和输电设施
伏特（V）	电位和电动势的单位，相当于当一段导线两点间通过 1A 恒定电流功率为 1W 时，导线两点间的势能差；类似于管子中的水压
伏安（VA）	视在功率单位，其以电压和电流表示如变压器或发电机等设备的功率。其包含有功和无功成分
乏（VAR）	无功单位，在交流系统中，当电流和电压有相位差时出现
电压	电动势力或势能差的值，以伏特为单位
电压源换流器（VSC）	指一个将直流电压转换为交流电压的电力电子设备
瓦特（W）	电功率的标准单位，在 1V 势能差下 1A 电流流过所做的功
瓦时（Wh）	电能单位，相当于 3 600J
西部联网（Western Interconnection）	北美两个主要同步交流电网之一。其北起加拿大西部，南至墨西哥加利福尼亚 Baja，向东越过 Rockies 进入大平原（Great Plains）
广域测量系统（WAMS）	一个通常由相量测量装置构成的网络，其实时测量广域地理范围内输电网络的有关数据

Glossary

admittance	The ratio of current to voltage, including the effects of both resistance and reactance; the inverse of impedance.
advanced metering infrastructure (AMI)	A system for measuring individual customers' electricity consumption at intervals of an hour or less and communicating that information at frequent intervals to the distribution utility.
alternating current(ac)	An electric current that reverses direction at regular intervals and is the dominant form of electric power in transmission and distribution systems worldwide.
ampere	A measure of the amount of electric charge passing a point in an electric circuit per unit time.
ancillary services	Services, such as spinning reserves, non-spinning reserves, and regulation, that support the transmission of energy from generating resources to loads while maintaining reliable operation of the network.
attack vector	A path or means by which an attack can be or is made on critical infrastructure.
automatic generation control (AGC)	An automatic system to vary mechanical input to a generator to match small variations in system load.
balancing authority	An entity responsible for balancing generation and load (with specified imports and exports) within a specified geographic region.
bandwidth	Broadly, the amount of information that can be communicated through a given communications channel per unit time. Alternatively, the range of radio frequencies in a given radio channel (spectrum).
battery electric vehicle (BEV)	A vehicle that operates solely with electric power provided by batteries.
bulk power system	That part of the electric grid comprised of generators and high-voltage transmission lines.
capacitance	A parameter relating the charge stored in an electric field to the voltage producing the field. Transmission lines have capacitance because their voltage creates electric fields between conductors and between conductors and the ground.
capacitor	An element exhibiting capacitance.
capacity market	A wholesale forward market for resources to supply energy. These capacity resources are usually, but not always, generators. <i>See "capacity market demand response programs."</i>
capacity market demand response programs	Wholesale forward market programs in which customers bid future load reductions as system "capacity" to replace procurement of conventional generation or delivery resources, usually in exchange for upfront capacity payments.
congestion	A condition that occurs when lack of transmission capacity prevents the least-cost set of generators from serving load, causing an increase in the wholesale price of electricity or cost of service at one or more locations in the system.
contingency	An abnormal event in the power system, such as the tripping of a generator or a transmission line.

converter	A generic term referring to a system employing power electronics to convert electrical energy from one form to another, e.g., from direct current at one voltage to direct current at another voltage or alternating current at one frequency to direct current or to alternating current at another frequency.
critical peak pricing	A dynamic pricing plan that combines peak/off-peak time-of-use rates with substantially higher “super-peak” rates that apply only to peak hours on a limited number of critical days during the year. Critical days typically are announced the day before, on the basis of forecast market conditions.
current	The amount of electric charge flowing past a specified circuit point per unit of time.
demand response	Customer loads that are responsive to conditions in the electric power system, particularly at peak times.
direct current (dc)	An electric current that flows in one direction and is used selectively in electric power systems, primarily for point-to-point applications.
distributed generation (DG)	Small-scale, on-site generation systems owned by entities that are primarily consumers of electricity.
distribution automation	The application of advanced technology to automate the maintenance, control, and operation of the distribution network.
distribution primary voltage	The voltage at which power is distributed before the final step-down transformer to customer delivery voltage (typically 13.8 kilovolts, but can range from as low as 2 kilovolts to as high as 34.5 kilovolts).
distribution system	The part of the power system that delivers electricity to customers, operating at lower voltages than the transmission system.
dynamic line rating (DLR)	Line rating determined by the current ambient conditions, such as temperature and wind speed.
dynamic pricing	A regime in which retail customers face energy prices that vary with the contemporaneous cost of generation or state of supply-and-demand conditions in the electric power system. Prices may be based on day-ahead or hour-ahead forecasts of conditions, and may change for as few as 60 “critical peak” hours per year, or may change hourly or more often in real-time pricing plans.
Eastern Interconnection	One of the two major synchronized alternating current power grids in North America, reaching from Central Canada eastward to the Atlantic coast (excluding Québec), south to Florida, and back west to the foot of the Rockies (excluding most of Texas).
economic dispatch	The assignment of generating units’ production in order to minimize overall costs.
electric vehicle (EV)	A vehicle that operates with electric power provided by batteries. EVs include both plug-in hybrid electric vehicles and battery electric vehicles but do not include hybrid electric vehicles, which are self-powered and never connected to the electric grid.
Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)	Synchronized alternating current power grid that occupies nearly all the state of Texas.
extra-high voltage	Transmission voltages between about 345 kilovolts and 765 kilovolts.
fault	On a transmission or distribution line, an abnormal flow of electric current, e.g., an open circuit (an interruption in the flow) or a short circuit (a flow that bypasses the normal load).
fault current limiter (FCL)	A device that limits line current from faults to some pre-determined level.
Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	U.S. independent agency that: regulates the interstate transmission of electricity, natural gas, and oil; reviews proposals to build liquefied natural gas terminals and interstate natural gas pipelines; licenses hydropower projects; and performs some other related activities.
feed-in tariff	A fixed price paid for electricity generated from specified renewable technologies.

flexible alternating current transmission system (FACTS)	A set of technologies employing power electronics that enable control of various transmission system operating parameters, including volt-ampere-reactive support and power flow.
generation	The process of converting energy from some other form into electricity, usually in power plants, but also via distributed generators, such as solar photovoltaic arrays.
generator	A device that transforms some other form of energy (typically mechanical energy) into electrical energy.
grid	The physical components of the electric power system that link generating units to the loads they serve, as well as the associated operational, regulatory, and governance structures.
harmonic distortion	The deviation of a waveform from a pure sinusoidal shape caused by the addition of frequencies other than 60 hertz.
high-temperature super conductor (HTSC)	A material with resistance that becomes very low (but not zero) when cooled to temperatures at or somewhat below that of liquid nitrogen (77 Kelvin).
high-voltage direct current (HVDC)	Technologies for transmitting bulk power via direct current at transmission-level voltages.
impedance	The opposition of a conducting device to the flow of alternating current through it; the inverse of admittance. The impedance of an element depends on its reactance in addition to its resistance.
independent power producer	An entity that is not a public utility and that owns facilities to generate electricity for sale to utilities and/or end users.
independent system operator (ISO)	A regulated entity without generation or distribution assets that oversees the wholesale electricity market and operates the bulk power system in a particular region.
inductance	A parameter relating energy stored in a magnetic field to the current producing the field. Transmission lines have inductance because their current creates magnetic fields around their conductors.
inductor	An element exhibiting inductance.
inertia	The resistance of any physical object to a change in its state of motion (or rest). Inertia is proportional to mass; inertia in generators and loads enhances the stability of an electric power system.
inverter	A power electronic system whose function is to convert electric power from direct current to alternating current.
line rating	Maximum steady-state power that can be safely carried in a transmission line of a given length under standard ambient conditions.
load	The aggregate demand for electricity consumed by devices connected to the electric grid; sometimes also used to include the customers who own and operate those devices.
load duration curve	The distribution function for electrical demand in a particular region, typically formed using hourly load data for a year (8,760 points) ordered from highest to lowest, each showing the electrical power required by the load in a different hour of the year.
load factor	The ratio between average and peak power.
load management/load control	Demand response programs that offer customers incentives to reduce their consumption in response to an instruction or signal from the system operator.
locational marginal price	For any economic dispatch, the marginal cost of meeting a small increment of load at a particular location; the spot price of electricity at that location.
loop flow	An undesirable flow of power over a secondary transmission path, potentially causing congestion and unfavorable economic operation.
losses	The difference between generated power and power delivered to the load, typically caused by resistance in transmission lines and transformers and converted to waste heat.

low-voltage ride through	The ability to maintain system operations and integrity despite a low-voltage event, principally due to a short-circuit fault.
microgrid	A part of an electric power system consisting of distributed generators, loads, and specialized controls that is capable of operating either in parallel with a utility system or as a stand-alone system.
N-1 contingency analysis	Evaluation of the transmission line and transformer power flows and bus voltages in case of the loss of a single component, such as a particular generator.
phase angle	The time, expressed as an angle, by which a voltage and current waveform, or two voltage or two current waveforms, are shifted relative to each other.
phasor	A mathematical concept used to represent a sinusoidal wave as a magnitude and phase angle, where frequency is implicit. Voltage and current waves on the power system are sometimes expressed as voltage and current phasors since their frequency is constant (60 hertz in North America).
phasor measurement unit (PMU)	A device used to measure current, voltage, and frequency every 1/30th of a second or faster in synchronicity with other such measurements across a wide area based on a Global Positioning System time signal.
plug-in hybrid electric vehicle (PHEV)	A vehicle with an internal combustion engine as well as batteries that can be charged using an external power source.
power	The rate at which energy is flowing.
power electronics	Electronic circuits, employing switching electronic semiconductor devices, whose function is to control electrical energy and convert it from one form to another, e.g., from alternating current to direct current, or alternating current at one frequency to alternating current at another frequency.
power factor	The ratio of real power to apparent power. Reflects the degree to which a given amount of current is producing useful work.
power quality	The extent to which the voltage waveform at a load conforms to the ideal sinusoidal shape and nominal value. Poor power quality is generally the result of loads that draw current that is not sinusoidal (a particular problem with electronically controlled loads) or weak distribution networks producing frequent outages or voltage sags.
price responsive demand	Load that responds to prices that vary with system supply-and-demand conditions.
public utility commission	A state agency typically responsible for regulating retail electric rates and other utility prices.
reactance	The property of a conducting device that introduces a phase shift between voltage and current and introduces an impediment to the flow of alternating current.
reactive power	Power that exists in ac power systems when reactance is present. Reactive power charges and discharges the energy stored in reactive elements. It does no time-average work, but its presence still contributes to electrical losses and voltage drops.
real-time pricing	See dynamic pricing.
regional transmission organization (RTO)	An independent system operator (ISO) that the Federal Energy Regulatory Commission has certified to have satisfied a specified set of requirements and that has slightly greater responsibilities for system reliability than ISOs that have not been so certified.
regulation	In electric power systems, a control scheme that attempts to maintain some quantity at a nominal value or within a nominal range. This term is often applied to the concept of maintaining voltage and frequency within certain bounds. Also refers to the activity of a government agency charged with controlling the behavior of a public utility or other entity.
remote terminal unit (RTU)	An electronic device used for interfacing between the supervisory control and data acquisition system and the physical world.

renewable portfolio standard	A state-level requirement that a minimum fraction of in-state electricity consumption correspond to generation from specified renewable technologies, such as wind, solar, or geothermal.
resistance	The property of a conducting device to resist the flow of current through it.
rights-of-way	Geographical areas occupied by power transmission lines.
static volt-ampere-reactive compensator (SVC)	A power electronics device belonging to the family of devices known as “flexible alternating current transmission systems” used for voltage control by injecting and withdrawing reactive power.
superconductor	A material with resistance that goes to zero when cooled to temperatures in the range of 21 Kelvin or below.
supervisory control and data acquisition (SCADA)	Specialized computer systems that monitor and control industrial processes, including the operation of components of the electric grid, by gathering and analyzing sensor data in near real time.
synchronized phasor measurement (synchrophasor)	The measurement produced by phasor measurement units; a voltage or current phasor that has been synchronized with other such measurements using a common time signal from the Global Positioning System.
system average interruption duration index (SAIDI)	Reliability indicator that measures the average outage duration for each customer served.
system integrity protection scheme (SIPS)	A protection scheme that takes action based on a combination of local and remote measurements to counteract propagation of a major system disturbance.
time-of-use rates	Rate schedules that establish fixed time periods based on average system load characteristics, across which prices vary. Typical time-of-use tariffs divide weekdays into two or three time periods (peak, off-peak, and perhaps an intermediate block) and assign weekend hours to an off-peak block. Prices increase from off-peak through peak hours, and the entire tariff schedule may change across seasons.
transformer	A device used to connect two alternating current circuits operating at different voltages.
transmission network	The part of the power system that carries electric power over moderate to long distance, usually at high voltage.
transmission overlay	A network of transmission lines to be superimposed on the existing transmission network. Usually refers to lines that are longer and have higher voltage and capacity than existing lines.
unit commitment	The process of scheduling a generator (unit) to provide energy during a specific time period.
variable energy resource (VER)	A generator for which output varies over time and is imperfectly predictable, e.g., wind- and solar-powered generators.
vertical integration	In the electric power sector, a situation in which an entity that distributes electricity to retail customers also owns generation and transmission facilities that are connected to its distribution system.
volt (V)	Unit of electric potential and electromotive force, equal to the difference of electric potential between two points on a conducting wire carrying a constant current of one ampere when the power dissipated between the points is one watt; roughly analogous to water pressure in a pipe.
volt ampere (VA)	A measure of apparent power that defines the capacity of equipment, such as transformers or generators, that is limited in voltage and current. It combines both real (time average) and reactive power components.
volt-ampere reactive (VAR)	The unit used to measure reactive power, which is present in an ac system when current and voltage are out of phase.
voltage	The value of electromotive force or potential difference, expressed in units of volts.

voltage source convertor (VSC)	A power electronic device for converting a direct current voltage to an alternating current voltage.
watt (W)	The standard unit of electric power, the rate at which work is done when one ampere of current flows through an electrical potential difference of one volt.
watt-hour	A unit of electrical energy equal to 3,600 joules.
Western Interconnection	One of the two major synchronized alternating current power grids in North America. It stretches from Western Canada south to Baja California in Mexico, reaching eastward to just over the Rockies into the Great Plains.
wide-area measurement systems (WAMS)	A network of devices, usually consisting of phasor measurement units, that measures quantities of interest on the transmission network across a large geographic area in real time.

缩略语

ac	交流	G	十亿 (10 ⁹)
ACE	区域控制误差	GAO	美国政府责任办公室
AGC	自动发电控制	GW	十亿瓦
AMI	高级量测体系	GWh	十亿瓦时
AMR	自动抄表	HAN	家庭网络
BEV	纯电池驱动电动汽车	HEV	混合式电动汽车
CAES	压缩空气储能	HTSC	高温超导体
CEUD	用户电力消费数据	HVDC	高压直流
CIP	关键基础设施保护	Hz	赫兹
CIS	用户信息系统	ICT	信息与通信技术
CREZ	竞争性可再生能源区域 (得克萨斯)	IEEE	美国电气与电子工程师学会
CVR	节能降压	IOU	投资者所有的电力公司
dc	直流	IP	互联网协议
DG	分布式发电	ISO	独立系统运营商
DHS	美国国土安全部	k	千 (10 ³)
DLR	动态线路评价	kV	千伏
DMS	配电管理系统	kVA	千伏安
DOE	美国能源部	kVAR	千乏
EEl	爱迪生电力研究院	kW	千瓦
EHV	超高压	LAN	局域网
EIA	美国能源信息管理局	M	百万 (10 ⁶)
EMS	能量管理系统	MDMS	表计数据管理系统
ENTSO-E	欧洲电网运营商联盟	MVA	兆伏安
EPRI	美国电力研究院	MW	兆瓦
ERCOT	得克萨斯州电力可靠性委员会	MWh	兆瓦时
EV	电动汽车	NERC	北美电力可靠性公司
FACTS	柔性交流输电系统	NIETC	国家利益输电走廊
FCC	美国联邦通信委员会	NIMBY	别在我家后院 (邻避效应)

FCL	故障限流器	NIST	美国国家标准与技术研究院
FDIR	故障检测、隔离和恢复	NOAA	美国国家海洋和气候管理局
FERC	联邦能源监管委员会	NWP	数字天气预报
FIPP	公平信息实践原则	Ofgem	英国煤气与电力市场办公室
FTR	金融输电权	OMS	停电管理系统
P_{dc}	直流源的功率输出	TEPPC	西部电力协调委员会的输电延伸规划政策委员会
PHES	抽水蓄能	UTC	公用事业电信联合会
PHEV	插电式混合动力汽车	V	伏特
PII	个人识别信息	VA	伏安
PMU	相量测量装置	VAR	乏
PUC	公共事业委员会	VER	波动性能源
PURPA	美国 1978 年的公用事业管理政策法	VSC	电压源换流器
PV	光伏	W	瓦特
PWC	美国电力及能源工程从业者联合会	WAMS	广域测量系统
RETI	可再生能源输电项目(加利福尼亚)	WAN	广域网
rms	方均根值	W_{dc}	直流源的额定最大输出功率
RNM	参照网络模型		
RPI	零售价格指数		
RTO	区域输电组织		
RTU	远动终端		
SAIDI	系统平均停电持续时间指标		
SCADA	数据采集和监控系统		
SGDP	智能电网示范项目		
SGIG	智能电网投资拨款项目		
SIPS	系统一体化保护方案		
SPP	西南电力库		
SVC	静止无功补偿装置		

Acronyms and Abbreviations

ac	alternating current	G	giga (10^9)
ACE	area control error	GAO	U.S. Government Accountability Office
AGC	automatic generation control	GW	gigawatts
AMI	advanced metering infrastructure	GWh	gigawatt hours
AMR	automatic meter reading	HAN	home-area network
BEV	battery electric vehicle	HEV	hybrid electric vehicle
CAES	compressed air energy storage	HTSC	high-temperature superconductor
CEUD	consumer electricity usage data	HVDC	high-voltage direct current
CIP	Critical Infrastructure Protection	Hz	hertz
CIS	customer information system	ICT	information and communications technologies
CREZ	Competitive Renewable Energy Zone (Texas)	IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CVR	conservation voltage reduction	IOU	investor-owned utility
dc	direct current	IP	internet protocol
DG	distributed generation	ISO	independent system operator
DHS	U.S. Department of Homeland Security	k	kilo or thousand (10^3)
DLR	dynamic line rating	kV	kilovolt
DMS	distribution management system	kVA	kilovolt-ampere
DOE	U.S. Department of Energy	kVAR	kilovolt-ampere reactive
EEI	Edison Electric Institute	kWh	kilowatt-hour
EIA	U.S. Energy Information Administration	LAN	local-area network
EMS	energy management system	M	million (10^6)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	MDMS	meter data management system
EPRI	Electric Power Research Institute	MVA	megavolt-ampere
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas	MW	megawatt
EV	electric vehicle	MWh	megawatt-hours
FACTS	flexible alternating current transmission system	NERC	North American Electric Reliability Corporation
FCC	U.S. Federal Communications Commission	NIETC	National Interest Electric Transmission Corridor
FCL	fault current limiter	NIMBY	not in my back yard
FDIR	fault detection, isolation, and system restoration	NIST	U.S. National Institute of Standards and Technology
		NOAA	U.S. National Oceanic and

FERC	U.S. Federal Energy Regulatory Commission	NWP	Atmospheric Administration numerical weather prediction
FIPP	Fair Information Practice Principles	Ofgem	U.K. Office of Gas and Electricity Markets
FTR	financial transmission right	OMS	outage management systems
Pdc	power output of a direct current source	TEPPC	Transmission Expansion Planning Policy Committee of the Western Electricity Coordinating Council
PHES	pumped hydro energy storage	UTC	Utilities Telecom Council
PHEV	plug-in hybrid electric vehicle	V	volt
PII	personally identifiable information	VA	volt-ampere
PMU	phasor measurement unit	VAR	volt-ampere reactive
PUC	public utility commission	VER	variable energy resource
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act of 1978	VSC	voltage source convertor
PV	photovoltaic	W	watt
PWC	U.S. Power and Energy Engineering Workforce Collaborative	WAMS	wide-area measurement system
RETI	Renewable Energy Transmission Initiative (California)	WAN	wide-area network
rms	root-mean-square	Wdc	rated maximum output power of a direct current source
RNM	reference network model		
RPI	Retail Price Index (UK)		
RTO	regional transmission organization		
RTU	remote terminal unit		
SAIDI	system average interruption duration index		
SCADA	supervisory control and data acquisition		
SGDP	Smart Grid Demonstration Projects		
SGIG	Smart Grid Investment Grants		
SIPS	system integrity protection scheme		
SPP	Southwest Power Pool		
SVC	static volt-ampere reactive compensator		

后记

历经半年多的努力，《电网的未来》中文翻译稿终于付梓了。我们由衷地欣喜和自豪，这是我们第一次翻译美国著名高等学府最新最前沿的研究报告，也是第一次翻译如此厚重的研究报告。从起初单纯的翻译到深刻领悟报告中的精髓，我们每一位参与编译的人员都获益匪浅，感受良多。在时间紧、任务重、要求高、难度大的情况下，如何翻译好该研究报告，对我们来说既是挑战和考验，也是学习和锻炼。

《电网的未来》这份研究报告的翻译工作从一开始就得到南方电网公司及云南电网公司领导的高度重视。我们认真组织云南电网公司内有关人员参与翻译工作，采用分块翻译和交叉校译的方式进行。为确保该研究报告的专业准确性以及翻译质量的把控，我们专门邀请云南省翻译协会电力分会的翻译专家，以及云南电网公司相关专业部门的技术专家参与中文译稿的讨论和评审，对研究报告中一些特别专业的技术术语和疑难问题进行讨论和商榷，并予以及时纠正和完善。

该报告系美国麻省理工学院于 2012 年初新近完成并正式对外发布的，其内容非常前沿和新颖，加之中美两国国情和电力发展历程各有不同，在电网的技术和管理方面也存在一定差异，这些均加大了我们翻译的难度。特别是一些新概念、新术语、新思路和新做法，既要准确、完整地传达原意，充分反映原文的内涵，展现美国电力发展的特点和美国英语语言文化

的特色，又要尽量贴近中文的表达习惯和国内电力行业术语的习惯用法，确实不容易。虽然这本中文译稿即将呈现给读者，为了使读者能更好地阅读理解译稿，我们针对在翻译过程中的有关问题进一步作些说明和解释。

一、翻译原则

(1) 根据翻译工作基本标准“信、达、雅”之“信”的要求，且该研究报告翻译属于科技翻译类别，我们必须严格认真地尊重原文的内容，尽可能用最准确的中文语言将原文的意思呈现给读者。

(2) 对于我们原来没有见过的新术语，我们除中文译文外，还附上了英文原文，以便读者充分理解和准确领会原文的含义。

(3) 对于一些美国文化习惯和行业约定俗成的术语和表述，我们试图真实地反映美国英语的语言特色和美国文化内涵，直接将其译为中文，没有做过多的转译。如 **information privacy**，原文直译是“信息隐私”的意思，实际上与我们国内提到的信息保密是一个意思，但我们希望在翻译文字的把握上更能反映出美国对“隐私”的重视和关注，所以我们仍然坚持翻译为“信息隐私”。译稿中还有不少类似情况，我们都尽可能在确保准确理解原意的基础上充分保留一些美国特色。

二、对一些新术语和新概念的翻译

有些新术语是首次出现，尽管我们与专业技术人员进行了充分交流和讨论，但仍有一些

不完全统一的意见。例如：

(1) Variable Energy Resource, 简称 VER 是该报告中使用得较多的一个新术语, 而该报告的主要研究重点之一就是针对未来电网面临这类新能源的挑战。该术语原文是指风能、太阳能等易发生变化的新能源, 国内电力行业内习惯称为“随机性能源”或“间歇性能源”, 也有称“易变性能源”。虽然 variable 有“易变化”之意, 但我们认为“波动性”更能概括这类新能源的随机性和间歇性等特性, 因此我们从一开始就统一译为“波动性能源”。而在与有关专业技术人员的讨论交流中, 他们建议我们使用国内已接受的“随机性能源”、“间歇性能源”或“易变性能源”。经我们反复斟酌并与 MIT 研究团队中的中国学者咨询了解后获悉, 其实他们当初在撰写该报告时也在斟酌到底用哪个词更能准确定义该报告中主要研究的这类新能源。他们曾经考虑过几个术语, 如: “Variable Energy Resource”(波动性能源)、“Intermittent Energy Resource”(间歇性能源)、或“Probabilistic Energy Resource”(概率性能源), 但最终还是认为用“Variable Energy Resource”(波动性能源)更为准确。因此, 我们也就尊重作者的本意和原文实质, 在该中文译稿中统一使用“波动性能源”(Variable Energy Resource)。

(2) 中文译稿中出现“峰均比”一词, 原文实际是“the ratio of peak to average demand”, 即需求峰值与需求均值的比率。在译稿评审讨论中, 专业技术人员指出, 国内行业内习惯使用的是“均峰比”, 即需求均值与需求峰值的比率, 恰好与原文的“峰均比”成倒数关系。经编委会讨论后我们统一意见, 仍然坚持采用“峰

均比”的译法, 这样既保留了美国电力行业的术语习惯和特色, 也不会引起歧义和换算错误。

(3) 在“第7章约定电力需求”章节中, 多次出现“the third aggregator”, 其原意是指将零售用户整合在一起作为一个集团进行电力交易的机构, 这是美国电力市场运作下的产物, 在中国电力行业中是完全没有的情况。在反复斟酌仍未能找到一个较贴切的中文词语来翻译表述时, 我们请教了 MIT 的中国研究学者, 其指点我们将该术语译为“第三方交易整合机构”。

(4) 在“第3章波动性能源并网”章节中, 多次出现 ramp 一词, 原意是斜坡、爬坡, 和急剧变化的意思。其中有一个用法是 ramp rate, 虽然从字面上与国内使用的“爬坡率”相对应, 但我们在翻译中发现, 这个词还常常有 ramp up 或 ramp down 的表述, 既有负荷上升的急剧变化也有负荷下降的急剧变化, 虽然我们的专业技术人员告知, 在国内术语使用中, 无论上升的急剧变化还是下降的急剧变化, 都用“爬坡”这个中文词语表示, 但我们翻译工作委员会经过反复斟酌和讨论后认为, 如果全部都译为“爬坡”不能完全符合原文意思, 应根据上下文的内容, 有时译为“爬坡”, 有时译为“陡变”, 这样才能更真实地反映原文的表述。

(5) 在该报告的翻译过程中, 我们充分感受到英文语言的丰富和灵活, 同一个说法可能会用多个词来表述, 而一个词可能在不同的上下文内容中又有不同含义。例如, 中文的“并网”, 在英文中可以用“integration, interconnection, 甚至 penetration”来表述; 而“penetration”一词(原意是“渗透、进入、渗入”的意思)多次在报告中出现, 针对不同的内容有不同的

中文理解，如果都译为“渗透”，读者在阅读中会觉得比较生硬，有时甚至难以理解。因此，经过与专业技术人员的讨论和交流，编委会统一意见认为，在描述风力发电、太阳能光伏发电等新能源时，我们一般译为“并网”，在描述电动汽车的应用时，我们又将该词译为“普及”；而对于分布式电源对电网的影响来说，我们认为采用“渗透”更为合适。总之，在该报告的翻译中，我们并未拘泥于单一的意思，而是根据上下文，将“penetration”酌情译为“并网”或“接入电网”、“渗透”、“普及”等中文词语。

(6) 这里还特别需要提及的是 **engage/engagement**，这个词曾是我们翻译工作委员会讨论最激烈的一个词。其原意是“从事、雇用、约束、占用、约定”等意思，报告中指的是电力公司与用户进行电力交易所涉及的信息交流和互动，以及电力负荷需求的口头约定或合同签订等内容。由于美国电力发展已大部分形成电力市场交易模式，电力公司与用户之间完全是商业行为，无论是实行电力市场交易模式，还是垂直一体化电力公司与用户之间的签约售电模式，都是一种合约、契约形式。而且在近几年美国兴起的能源需求响应与营销计划中，很多独立的电力需求响应公司通过商业手段对电力公司和用户的负荷交易进行经济性调节，以尽可能实现供求平衡，而这些都是以合约的形式进行的。因此，**engage/engagement** 充分体现了美国电力市场化运作的特色，我们充分讨

论后认为，将该词译为“约定、合约”较符合美国国情和词语本意。

类似的例子不胜枚举，囿于篇幅，这里不再赘述。本后记旨在对一些虽然经过与翻译界和专业领域专家充分讨论后，我们仍然认为还值得进一步商榷的内容在此进行补充说明和解释。多年来，翻译界始终将“信、达、雅”作为评价一部翻译作品优劣的标准。忠实于原文是科技翻译的根本，这就是所谓的“信”。在此基础上，符合中文的逻辑和表达习惯，以及专业 and 行业的常规用法，乃至力求语言生动和精炼，译文逻辑结构严谨而优美，这就是所谓的“达”和“雅”。这无疑是何从事翻译工作的人员的最大追求和目标。我们在本研究报告的翻译过程中，也始终按这个核心要求和目标努力。但受翻译和校译人员水平以及工作时间所限，错漏之处在所难免，欢迎读者提出宝贵意见和建议，对我们的中文译稿给予批评指正。在阅读中，如您发现有不妥、不贴切甚至错误的翻译，衷心希望能向我们及时指出，给予纠正和指点。意见反馈请发送至邮箱：blnyn@163.com，我们真诚期待您的宝贵意见，以便在后续再版中予以勘正。

《电网的未来》翻译工作委员会

2013年4月