



提高系统灵活性 以供高比例可再生能源并网

Michael Milligan、Bethany Frew 和 Ella Zhou
国家可再生能源实验室

Douglas J. Arent
战略能源分析联合研究所

这项工作是中国电网低碳未来计划的一部分，由英国儿童投资基金会资助。

国家可再生能源实验室是美国能源部
能源效率和可再生能源局的国家实验室
由可持续能源联盟运营

本报告可从国家可再生能源实验室网站
www.nrel.gov/publications 免费获取。

技术报告
NREL/TP-6A20-66728
2015 年 10 月

合同编号 DE-AC36-08GO28308



提高系统灵活性 以供高比例可再生能源并网

Michael Milligan、Bethany Frew 和 Ella Zhou
国家可再生能源实验室

Douglas J. Arent
战略能源分析联合研究所

依 Task No. ACTC.1330 编制

国家可再生能源实验室是美国能源部
能源效率和可再生能源局的国家实验室
由可持续能源联盟运营

本报告可从国家可再生能源实验室网站
www.nrel.gov/publications 免费获取。

技术报告
NREL/TP-6A20-66728
2015 年 10 月

合同编号 DE-AC36-08GO28308

国家可再生能源实验室
15013 Denver West Parkway
Golden, CO 80401
303-275-3000 • www.nrel.gov

声明

本报告是作为美国政府机构赞助的一项工作而编制。对于披露的任何信息、设备、产品或过程的准确性、完整性或有效性，无论是美国政府或其任何机构，还是其任何雇员都不作任何明示或暗示保证，或承担任何法律责任或责任，或表示其使用不会侵犯私人拥有的权利。本文提及的商品名、商标、制造商的任何特定商品、过程或服务或其他项目不一定构成或暗示由美国政府或其任何机构背书、推荐或赞成。本文作者的观点和意见不一定陈述或反映美国政府或其任何机构的观点和意见。

本报告可从国家可再生能源实验室网站
www.nrel.gov/publications 免费获取。

电子版可在 SciTech Connect <http://www.osti.gov/scitech> 获取

向美国能源部
及其承包商支付一定加工费用，可以从以下地点获得纸质版：

美国能源部
科学和技术信息办公室
P.O. Box 62
Oak Ridge, TN 37831-0062
OSTI <http://www.osti.gov>
电话： 865.576.8401
传真： 865.576.5728
电子邮件： reports@osti.gov

可向公众出售纸质版，地点：

美国商务部
国家技术信息局
5301 Shawnee Road
Alexandria, VA 22312
NTIS <http://www.ntis.gov>
电话： 800.553.6847 或 703.605.6000
传真： 703.605.6900
电子邮件： orders@ntis.gov

封面照片由 Dennis Schroeder 拍摄：（从左至右）NREL 26173、NREL 18302、NREL 19758、NREL 29642、NREL 19795。

国家可再生能源实验室采用含再生材料的纸张印制。

前言

目前，中国每年新增可再生能源装机容量多于世界上任何其他国家。其中大部分为波动性可再生能源，尤其是风能与太阳能。关于如何利用高比例波动性可再生能源电力来规划和运行电网的经验来自于世界各地并且日益增多。鉴于中国的可再生能源电力部署快速增长，中国正积极为此经验的积累作出贡献。同时，中国也在吸收消化其他国家的经验。

本报告属于美国国家可再生能源实验室 (National Renewable Energy Laboratory, NREL)、中国国家可再生能源中心及中国其他主要研究机构，以及丹麦能源署之间技术合作的系列报告的一部分。这几方的合作主要致力于分享关于规划、部署和运营高比例可再生能源电网系统方面的经验。此项为期五年的合作获得了英国儿童投资基金会 (Children's Investment Fund Foundation, CIFF) 的大力资助。

第一年合作的核心要素是一系列的专家在中国交谈，分享关于以下四个关键主题的技术知识和经验：

1. 综合能源情景设计与建模
2. 可再生能源友好的电网发展
3. 电力系统灵活性
4. 促进可再生能源分布式发电。

这些工作根植于丹麦能源署和中国国家可再生能源中心专家之间已有的合作，并且使这种合作得以显著扩展。

本报告对于上述第三个主题的参与过程中所讨论的一些问题进行了总结。它侧重说明在美国采用的灵活性方法。后续工作中将不断探索美国经验对中国能源规划提供启示的可行性与操作模式，也要充分利用本报告提供的知识基础。我们相信本报告中所表示的首阶段已经成功启动了一个相互理解的过程，帮助中国研究人员开始评估如何将从其他国家学习的经验转变为符合中国独特的地理、经济、社会和政治环境下的模式。

我们期待着在余下的四年里基于这些初步的成功继续合作。

致谢

编者想感谢美国国家可再生能源实验室 (National Renewable Energy Laboratory) 同事 John Barnett、Jaquelin Cochran、Jeffrey Logan、Mackay Miller 和 Patricia Statwick 进行审阅和提供意见。此外，编者感谢上海交通大学的冯东涵、中国国家可再生能源中心的赵勇强、清华大学的鲁宗相和河北电力大学的张粒子进行审阅。编者还想感谢电力规划设计总院的韩小琪和王顺超提供关于大纲的初步意见。

这项工作是中国电网低碳未来计划的一部分，由儿童投资基金会 (Children's Investment Fund Foundation) 资助。

缩略词

BA	Balancing Area 平衡区
CAISO	California Independent System Operator 加州独立系统运营商
CIFF	Children's Investment Fund Foundation 儿童投资基金会
CPP	critical peak pricing 峰荷定价
DIR	dispatchable intermittent resource 可调度间歇性资源
DR	demand response 需求响应
EIM	energy imbalance market 能源不平衡市场
ELCC	effective load carrying capability 有效载荷能力
ERC	effective ramping capability 有效爬坡能力
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas 德州电力可靠性委员会
EUE	expected unserved energy 电量不足期望值
FERC	Federal Energy Regulatory Commission 联邦能源管理委员会
GW	gigawatt 千兆瓦
IRRE	insufficiently ramping resource expectation 爬坡资源不足期望值
ISO	independent system operator 独立系统运营商
LOLE	loss of load expectation 负荷损失期望值
LOLH	loss of load hours 负荷损失时数
LOLP	loss of load probability 负荷损失概率
min-gen	minimum generation 最低发电量
MISO	Midcontinent Independent System Operator 中西部独立系统运营商
MW	megawatt 兆瓦
MWh	megawatt-hour 兆瓦时
NREL	National Renewable Energy Laboratory 国家可再生能源实验室
PFD	period of flexibility deficit 灵活性不足时段
PJM	PJM Interconnection 宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州互连
PTC	production tax credit 生产税抵减
RTO	regional transmission organization 区域输电组织
RTP	real-time pricing 实时电价
SPP	Southwest Power Pool 西南电力库

TOU time of use 用电时间
VG 波动性能源发电

目录

1 简介.....	1
2 波动性可再生能源规划.....	5
3 灵活性需求评估.....	10
4 现有灵活性资源评估.....	15
5 增加灵活性的选择.....	17
5.1 更大的平衡区.....	17
5.2 进入邻近市场.....	20
5.3 快速能源市场.....	22
5.4 改善的市场设计.....	25
5.5 需求响应.....	26
5.6 战略性的可再生能源限电.....	33
5.7 新辅助服务产品.....	34
5.8 灵活的传统发电机组.....	36
5.9 储能 38	
6 各方法的成本效益评价.....	42
7 其他规划考虑因素/问题.....	43
8 结论.....	44
参考资料.....	45
附录.....	55

图目录

图 1. 满足不同的物理可靠性标准所需的规划储备余量.....	5
图 2. 有效载荷能力的图形表示.....	6
图 3. 风能 (和太阳能) 发电可引致更大的灵活性需求.....	7
图 4. 灵活性方法.....	9
图 5. 示例时间序列图, 显示了高比例风电对爬坡需求和最低发电水平的影响 (选定一周的数据) 11	
图 6. CAISO 2018 年 1 小时最大净负荷爬坡量与 3 小时最大净负荷爬坡量的预测净负荷比值的分布和相对贡献比例 (彩色).....	12
图 7. 示例爬坡持续时间曲线显示了替代爬坡方案, 对应于不同的统计的超标水平.....	13
图 8. 能源不平衡区足迹中的净爬坡量变化 (按一天中的小时和一年中的星期计) 示例.....	14
图 9. 大平衡区导致总爬坡需求降低.....	18
图 10. 更快的能源调度 (彩色) 和更大的平衡区 (板块) 大大降低了总调节要求和风电并网的影响.....	19

图 11. 不同联锁电力网假设的总系统成本与储备余量	21
图 12. 互连对美国西部资源妥适性的影响	22
图 13. 博纳维尔电力局动态/快速风电调度	23
图 14. 5 分钟结算与平均每小时结算不同运营情景的益处	24
图 15. 需求响应的基本类型以及关于它们的可用性的说明	27
图 16. 2008–2014 年按市场划分的 PJM 需求响应收入	30
图 17. CAISO 基于可靠性的需求响应的机会	31
图 18. 总需求侧响应可以满足调节信号	32
图 19. MISO 中遵守可调度间歇性资源协议的风力发电厂调度	34
图 20. FlexiRamp 单周期、当前时间步长多周期 (绑定) 和下一时间步长多周期 (咨询) 灵活发 电机 (G1) 和不太灵活发电机 (G2) CAISO FlexiRamp 辅助服务产品的比较	36
*高比例风电和太阳能发电的情景。资本成本没有体现。	38
图 21. 循环成本，虽然对于电厂所有者来说可能非常巨大，但由于可再生能源并网，对系统整体 运行节约成本的影响较小	38
图 22. 储能技术和评级	39
图 23. 灵活性的价值 (此图显示的是太阳能) 取决于系统的灵活性和波动性能源发电比例	40
图 A-1. 日前市场的平均年收入 (左轴) (根据 (a) 总启用容量和 (b) 科罗拉多州测试系统中每种 需求响应资源的年度可用量)	56

表目录

表 1. 促进波动性能源发电并网的灵活性措施	3
表 2. 需求响应方案的常见类型	28
表 3. 加州企业客户需求响应方案示例	29
表 4. 美国重组电力市场中储能的历史价值	41
表 A-1. 每年以及在需求最大的 20 小时期间，在科罗拉多州测试系统中提供电力的需求响应的可 用性	55

1 简介

典型现代电力系统的目标是确保以低廉的成本向消费者提供可靠的电力供应。灵活性是系统应对供需变化和不确定性的能力。负荷会发生变化，有时变化无法预知，而传统发电机可能由于意外事件（如自然灾害或机械故障）而无法使用。波动性能源发电来源（如风能和太阳能发电）提供的电力基于天气变化和太阳路径，相应随时间变化。因此，波动性能源并与不含波动性能源发电的系统相比，可能会加快总供电的变化。因此，波动性能源发电虽然没有增加整体容量的要求，但提高了传统发电机和负荷的响应要求（Milligan 等，2011）。近年来，可再生能源并网和系统灵活性之间的关系受到密切关注（见 Holttinen 等，2013）。美国的并网研究表明，当波动性能源发电供应超过系统年度用电需求的 30% 时，系统灵活性的需求显著增加（假定随着波动性能源发电逐渐增加至该水平，系统进行了某些运营方面的改进）（Denholm 和 Hand，2011）。类似的结论也可在中国的风电并网研究中得出。研究表明，系统灵活性问题在风电比例达 30% 后激增(Li 2015)。然而，由于运营和传输的限制，即使在风电比例远低于 30% 的情况下，某些地区（如吉林和新疆）的弃风水平仍然居高。本报告连同儿童投资基金会 (Children's Investment Foundation Fund, CIFF) 项目电网发展报告 '*Renewables-Friendly*' *Grid Development Strategies* (Hurlbut 等，2015)，将涉足这些问题，并制定适应高比例可再生能源的策略。

对灵活性的需求适用于任何时间段，长则数年——包含规划和投资期段，短则数天到数月不等——包含运营规划，更短则数天甚至到次秒级——仅包含运营时间段。最短时间间隔是不平衡或频率偏移提供第一道防线的时段——本报告将不涉及到这些问题。风力发电机和太阳能逆变器，连同自动发电控制，现可提供模拟频率响应和惯性响应，甚至可以响应调度信号。因此，风能和太阳能可从一定程度上提供系统所需的灵活性，但是提供的灵活性可能不充分或者并非最经济的选择。在后面的讨论中，本报告专注于其他的灵活性来源。但值得注意的是，在动力电子设备和控制得到改善后，风能和太阳能可以为系统提供一些灵活性。

本报告描述了灵活性的几个潜在来源，以帮助维持有高比例波动性能源发电系统的平衡。灵活性需求分析应归属于未来电力系统需求总规划的一部分，而总规划本身是一个广泛而复杂的课题。高比例波动性能源发电并非将规划的基本过程进行改变，而是将其强化，以

便正确评估该电力组合的特点。本报告重点描述可在规划过程中进行评估的增加系统灵活性的方法，以帮助电力系统调度机构保持系统平衡。

此报告对实体性和制度性的灵活性都进行了说明。实体灵活性是指电力系统组件应对供需变化的物理性能。它是实现灵活性运营的必要，但并非唯一的条件。除此之外，灵活性还需制度灵活性。当有必要部署实体性灵活性时，且在实体灵活性可以从运营实践和/或市场设计结构中获取时，制度灵活性指的是实体灵活性部署的能力。大多数的灵活性来源都包含实体性和制度性要素。制度灵活性的重要程度不容忽视。在许多情况下，包括没有波动性能源发电的情景下，实体灵活性可能被制度性因素阻碍。例如，实体灵活性可能由于一些像市场结算过程这样简单的因素而被阻挠，即便市场的其它方面设计良好。表 1 总结了本文和题为 *'Renewables-Friendly' Grid Development Strategies* (Hurlbut 等，2015) 的关联儿童投资基金会计划论文中讨论的灵活性来源，以及其他方法 (见 Milligan 等，2009)，并指明了它们的主要归类 (实体灵活性、制度灵活性或两者)。如果灵活性措施提供的灵活性主要是基于技术或系统组件的固有物理特性，则我们将这种灵活性措施归为“实体灵活性”。例如，稳健的电网依赖于具有足够容量和余量的输电线；地理上分散的波动性能源发电涉及在较大地理区域建设波动性能源发电资源，以使总供给平稳。制度灵活性的措施主要通过市场设计或运营规范来提供，一般与技术无关。需要系统组件的实体灵活性加以适当的运营、监管或市场结构的灵活性措施被归类为“二者并存”。例如，着眼于经济性和可靠性的区域输电规划需要规划一个连接灵活发电机的强大传输网络，以及获得该网内灵活性的适当协调和市场信号；将波动性能源发电预测有效地整合至运营需要准确预测波动性能源发电的变化性和可充分利用该信息的运营实践；新波动性能源发电技术的原频率响应、惯性响应和调度信号响应，有赖于通过运营和市场结构来获取这些物理属性的灵活性。第 5 节深入讨论了每一类中的其他实例。

表 1. 促进波动性能源发电并网的灵活性措施

灵活性措施	实体灵活性 还是制度灵 活性？	在本文中讨论	在 <i>Grid Development</i> 论文中讨论
更大的平衡区	二者并存	✓	
进入邻近市场	二者并存	✓	
更快的能源市场	制度灵活性	✓	
经济可靠的区域输电规划	二者并存		✓
稳健的电网	实体灵活性		
改善的市场设计	制度灵活性	✓	
需求响应	二者并存	✓	
地理上分散的波动性能源发电	实体灵活性		
战略波动性能源发电削减	二者并存	✓	
波动性能源发电预测有效整合至运营	二者并存		✓
新灵活性辅助服务产品	制度灵活性	✓	✓
波动性能源发电事件响应的充足储备	实体灵活性		✓
灵活的传统发电机	实体灵活性	✓	
新波动性能源发电技术的原频率响应、惯性响应和调度信号响应	二者并存		
储能	实体灵活性	✓	

本报告首先概述了美国当前采用的系统规划过程和有关高比例波动性能源发电的其他考虑因素。之后，我们讨论了评估整体系统的灵活性需求的过程，包括 (1) 量化系统的灵活性要求，(2) 量化现有系统所拥有的提供所需灵活性的能力，以及 (3) 选择其他的灵活性来源以弥补任何灵活性不足。此外，我们还讨论了成本效益和其他考虑因素。本报告的最后总结了相关的经验教训，供电力系统规划机构参考。本报告不考虑系统如何运行的多方面细节，以及潜在市场较为复杂的设计元素。本报告只对通常情况下资源规划过程中的灵活

性需求进行了较高层面的描述，对于规划所涉及的诸如电力潮流、动态稳定性或传输规划等其他要素不作考虑。。

2 波动性可再生能源规划

在许多国家，以往进行资源规划的方式是根据各种风险偏好和监管约束，通过预测未来需求模式，评估一个或多个潜在资源组合，确定最有效实现可靠性维持和成本最低化等竞争性目标的资源组合。此过程的主要目标之一是如何实现和保持资源充裕度，即满足所有时段需求所需要的装机容量水平。资源充裕度有多种评估方法，其中包括运用规划储备余量，即装机容量超过峰值需求的百分比的方法，以及基于负荷损失概率计算并更为严格的概率统计方法。一般概率方法包括负荷损失期望值（该值经常按天/年进行衡量）、负荷损失期望值和缺电小时数。值得注意的是，负荷损失期望值和负荷损失小时数度量仅记录事件的数量，并不能反映出能源或容量短缺的规模。为此，有时需要首选电量不足期望值度量。关于显著、不相关差异的实例，可见于图 1 所示规划储备余量和三种常用的基于缺电概率的度量之间所体现的差异¹。该图还显示，缺电小时数每年 2.4 小时与缺电期望值每年 0.1 事件非常不同，这表明必须进行严格的基准化分析，才能确定对应于缺电期望值可靠性水平每年 0.1 事件的缺电小时数水平（见 Ibanez 和 Milligan，2014）。其他例子以及相关讨论请参阅北美电力可靠性公司（2011），Duignan 等，（2012）和 Keane 等，（2011）。了解和正确使用这些不同满足电源充裕度的方法十分重要，因为他们对以上讨论的资源规划过程有显著的影响。

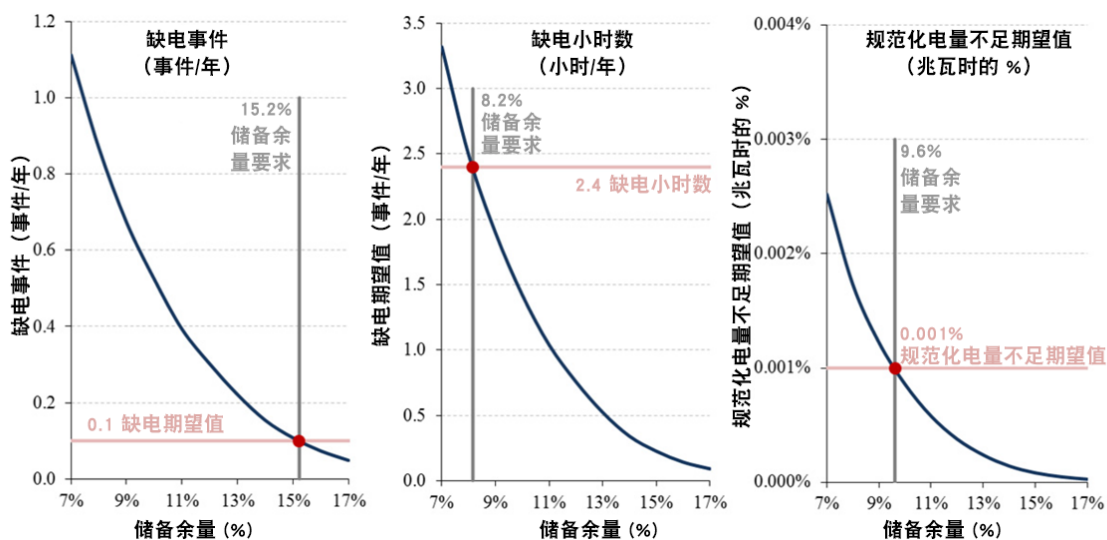


图 1. 满足不同的物理可靠性标准所需的规划储备余量

¹负荷损失小时数每年 2.4 小时和缺电期望值每年 0.1 事件是在美国使用的标准，不同于一般的“10 年 1 天”标准；在一些国际市场中使用 0.0001% 规范化电量不足期望值标准 (Pfeifenberger 等，2013)。

来源：Pfeifenberger 等，2013

资源充裕度目标被采用后即可通过计算负荷损失概率或相关度量对电厂组合进行评估。波动性能源发电或任何类型资源的贡献比例评估都可以在这种类型的建模框架下进行。

给定资源或资源组的容量贡献被称为有效载荷能力，在图 2 中以图形方式表示。

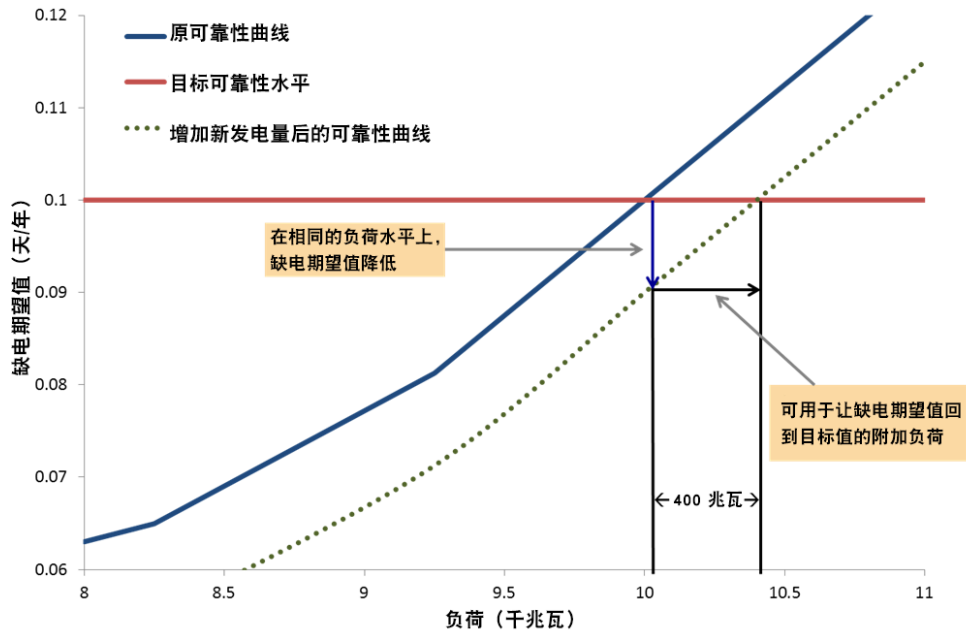


图 2. 有效载荷能力的图形表示

来源：改编自 Ibanez 和 Milligan，2014

Y 轴表示按缺电期望值每年天数表示的可靠性水平；注意缺电期望值越高表示可靠性水平越差。X 轴表示峰值需求，原可靠性曲线（蓝线）显示，对于给定的资源组合，峰值需求越高时可靠性越低。假定缺电期望值为 10 年一天，则这个系统可以支持约 10 千兆瓦峰值需求，同时满足可靠性目标（横红线）。向该组合中增加新资源（例如，2000 兆瓦的风力发电厂）时，整个可靠性曲线向右移动，如绿色虚线所示。有了这个新的资源，额外的需求便可以得到满足。可靠性曲线与红色目标线的新交点处可以满足约 400 兆瓦的额外需求。因此，新资源的容量抵减或有效载荷能力为 400 兆瓦。

这种类型的分析对于高比例可再生能源发展很重要，可以针对需求提前开发足够的资源。然而，为了将来能够实现运行平衡所亟需解决的各种关于灵活性需求或灵活性解决方案标准的问题，在这项分析中都没有切中要害。。目前正在开发新方法，以弥合资源充足性和

充分灵活性之间的差距。例如，加州独立系统运营商 (California Independent System Operator, CAISO) 实施了灵活的容量要求和新的辅助市场产品，以明确激励灵活的发电容量 (CAISO, 2014)。第 5.7 节对这些组成要素进行了讨论。

波动性能源发电对系统平衡需求的影响——灵活性——通常通过“净负荷”估量，“净负荷”即负荷减去每小时（可使用其他时间增量）波动性能源发电，表示每一时间步长中必须由常规发电机组满足的负荷（如果所有波动性能源发电均被使用）。图 3 演示了风力发电在示例的一周内是如何影响系统运行的。净负荷峰值持续时间较短，导致常规发电机的工作时间更少；这会影​​响基于能源而形成的成本回收，从而可能妨碍长期供应安全（有关该问题的进一步讨论，请参见 Milligan 等，2012a 和 Ela 等，2014a）。较陡的斜坡要求更快地增加或减少可调度发电量。较低的波谷要求可调度发电机降低输出（以适应高波动性能源发电输出时段），但仍时刻待命以使输出可再次迅速上升（Cochran 等，2014）。太阳能发电会产生特征相似的影响。

当灵活性需求没得到满足时，系统可能会受到可靠性和经济性方面的影响。这些影响包括负荷下降、波动性能源发电缩减、偏离区域电力平衡计划、由于电量过高或过低导致的频率和电压偏移、不利的市场价格和价格波动。

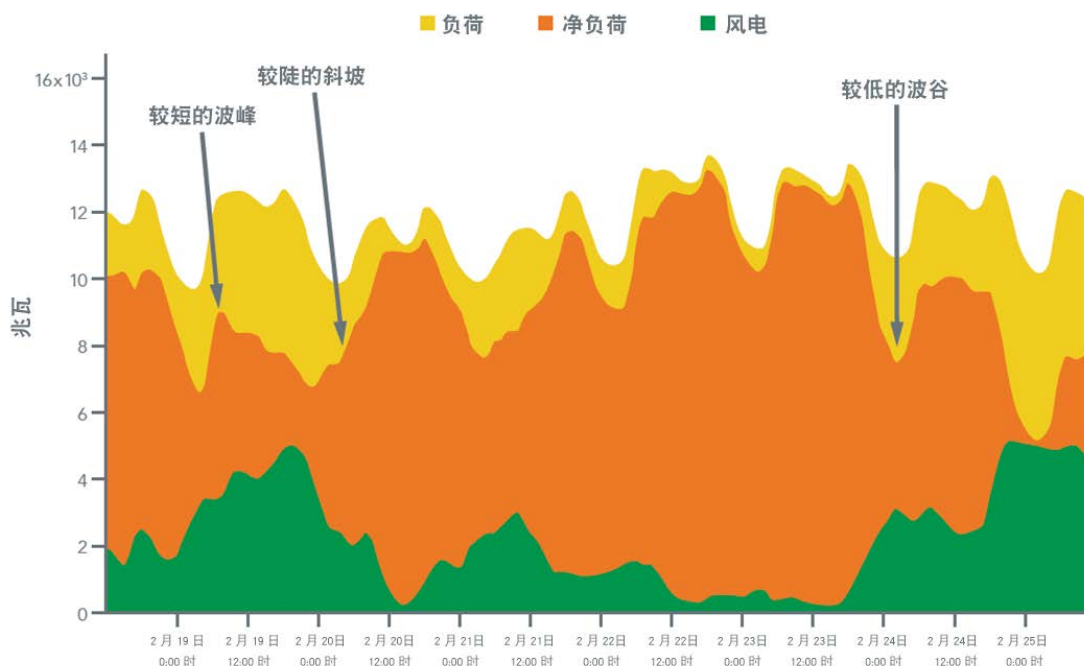
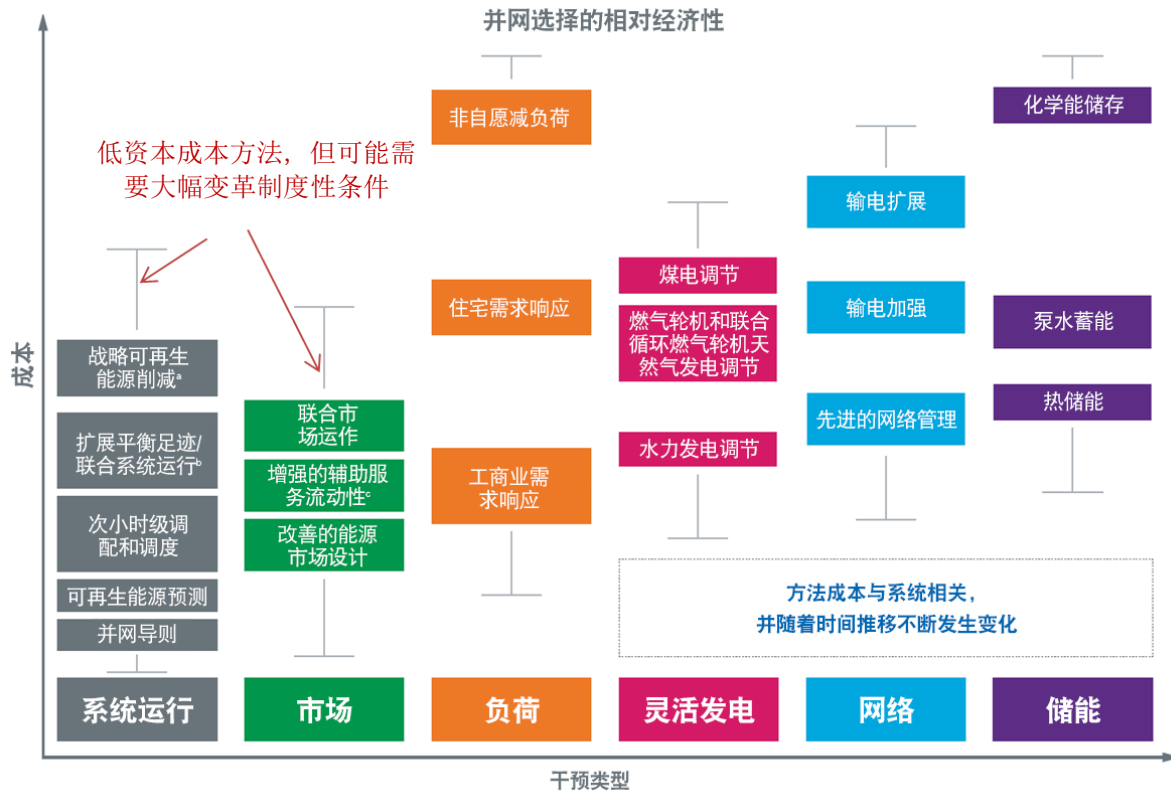


图 3. 风能（和太阳能）发电可引致更大的灵活性需求

来源：Cochran 等，2014

如上所述，灵活性可以通过多种方法提供，包括物理和制度上的干预。以物理性为主导的方法包括储能、灵活的传统发电（快速爬坡能力和低水平输出能力）、波动性能源发电的有功功率控制、通过灵活负荷满足需求响应（如电动汽车和程序控制的水和空间加热和冷却），以及具有有限瓶颈且容量足以获得广泛平衡资源的传输网络。以制度性为主导的方法为物理系统的灵活性找到了出路，并实现最大程度的挖掘，包括大平衡区、利用集中调度和快速调度的市场设计、改进的波动性能源发电预测和通过智能电网执行需求响应，让客户对市场信号或直接负荷控制作出响应（Cochran 等，2014）。值得注意的是，即使是以物理性为主导的方法（如储能），也需要执行适当的制度性框架，从而有效地利用这些方法。图 4 提供了按类别和相对成本划分的可能的灵活性方法的替代性总结（与表 1 相比）。本图中灵活性方法按纵轴上的相对成本排序，带有说明性误差条，表明成本之间的差异，这些差异与系统密切相关。



- a 灵活性成本与降低（或无）缩减的收益之间需要权衡，因此，一定程度的缩减可能表明系统具有经济上最优的灵活性。
- b 联合系统运行通常涉及储备共享和调度联合优化，但未形成联合市场运作或正式的系统合并。
- c 风电可以增加辅助服务的流动性，并提供发电侧灵活性。削减的能源也在许多系统中用于提供频率响应，例如 Xcel Energy、EirGrid 和 Energinet.dk。

图 4. 灵活性方法

来源：Cochran 等，2014

3 灵活性需求评估

关于量化未来波动性能源发电资源灵活性需求，本节介绍了相关的数据要求和新兴建模方法。评估整体系统灵活性需求的第一步是了解和量化系统的灵活性要求。需要各种数据来确定系统所需灵活性的程度和类型。这些数据包括装机容量、波动性能源发电资源位置、负荷的时间序列数据以及与前述相同波动性能源发电资源的时间序列数据。这些波动性能源发电和负荷时间序列数据必须进行时间同步，而且务必对于基础天气模式的给予适当考虑 (Milligan 等 , 2012b) 。

确定灵活性需求首先需要开发一个高质量、精细时间分辨率的数据集。所幸的是，该数据集正是并网分析和建模的主体工作所需的相同数据集 (北美电力可靠性公司 , 2010) 。替代负荷状况 (即至少一年内且涵盖规划期限的每小时或次小时级需求曲线) 提供所需的第一个数据集。因为这是标准规划要求，在本文中我们不描述该过程。

作为此需求数据的补充数据集，所开发的风能和太阳能的数据集允许在可选情景下对多个风能/太阳能比例、位置和时间选择进行评估。关键是确保风力发电、需求和太阳能发电数据基于相同的气象年，藉此精确捕捉这些数据集之间的相关性。上述数据集合理情景的创建是灵活性需求分析的基石。

常见的第一步是分析每小时 (或更短的时间间隔) 净负荷 (负荷减去波动性能源发电) 的变化。然后，可以对净需求数据系列进行多种类型的统计分析，这也可以解决多个可再生能源建设情景、时间选择、风能和太阳能组合、替代需求情景和许多其他情景。

根据净负荷行为，可通过时序分析对爬坡需求进行分析。示例如图 5 所示。此图显示了基于高比例风能发电的需求和净负荷，时间是一周。图的上部分体现了爬坡的增长水平，图的下部量化体现了无风情况下，爬坡需求的增加。

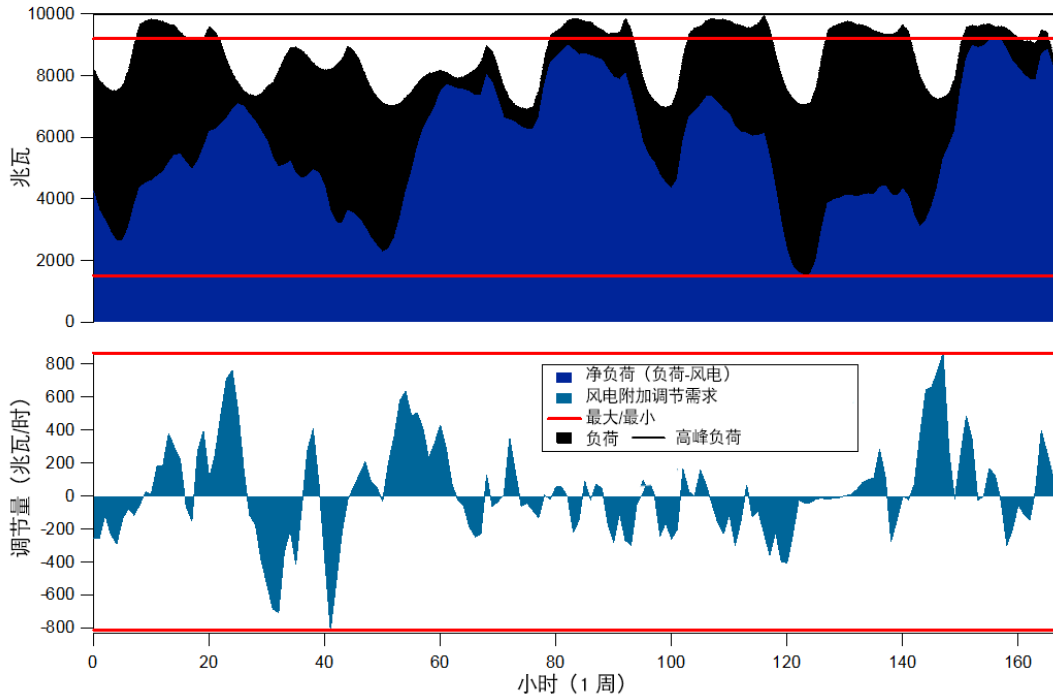


图 5. 示例时间序列图，显示了高比例风电对爬坡需求和最低发电水平的影响（选定一周的数据）

来源：Milligan 2014b

在美国，使用各种方法对灵活性需求进行评估，通常利用上面提到的时间同步负荷和波动性能源发电数据从净负荷开始着手。CAISO 最近批准的一项措施将灵活性需求纳入资源妥适性计划。CAISO 并非仅仅依赖峰值负荷作为所需系统装机容量的指标，还将每月预测净负荷 3 小时最大爬坡量（兆瓦）纳入其对系统容量规格的要求（CAISO，2014）。这项措施假设爬坡率在 3 小时内皆是恒定的（但通常不是这种情况）。图 6 显示了 2018 年按月计 1 小时最大净静负荷爬坡量与 3 小时最大净负荷爬坡量的预测比值的分布。不同的颜色代表每个月预测比值的百分比，以四分位数显示。这些结果表明 1 小时最大净负荷爬坡量通常包括 3 小时最大爬坡量的重要部分，反映了超出当前 3 小时考虑范围的持续时间较短的灵活性容量需求。预计 1 小时净负荷最大爬坡量将实现规模增长，并在 3 小时爬坡量中占据更大比例（CAISO，2014）。一些月份（如三月、十和十一月）显著的 1 表明除了爬坡幅度，爬坡速率也可以作为一个重要的灵活性要求。

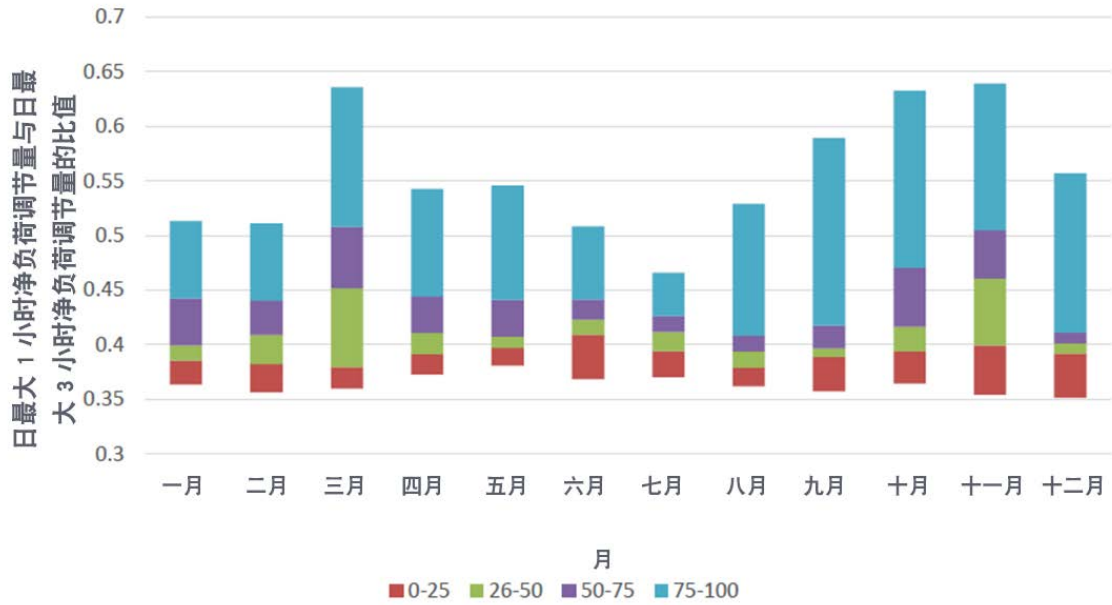


图 6. CAISO 2018 年 1 小时最大净负荷爬坡量与 3 小时最大净负荷爬坡量的预测净负荷比值的分布和相对贡献比例 (彩色)

来源：CAISO，2015a

年度数据可用统计的方法进行归纳或可设置为持续时间曲线。例如，可以建立爬坡持续时间曲线，以获得不同水平的统计控制。图 7 示例基于 90% 到 100% 的控制水平，且拥有长达 12 小时的时间跨度。对替代爬坡方案进行比较，可以起到帮助指引的作用——决定选取何种类型的资源提供所需服务。例如，对于相对显著但鲜有发生的 4 小时爬坡能力需要，将 99% 和 100% 控制水平进行比较，可能会对选取某种形式的需求响应，而避免采用更为昂贵的资源，给予一定的启发。

净调节幅度和持续时间的概率

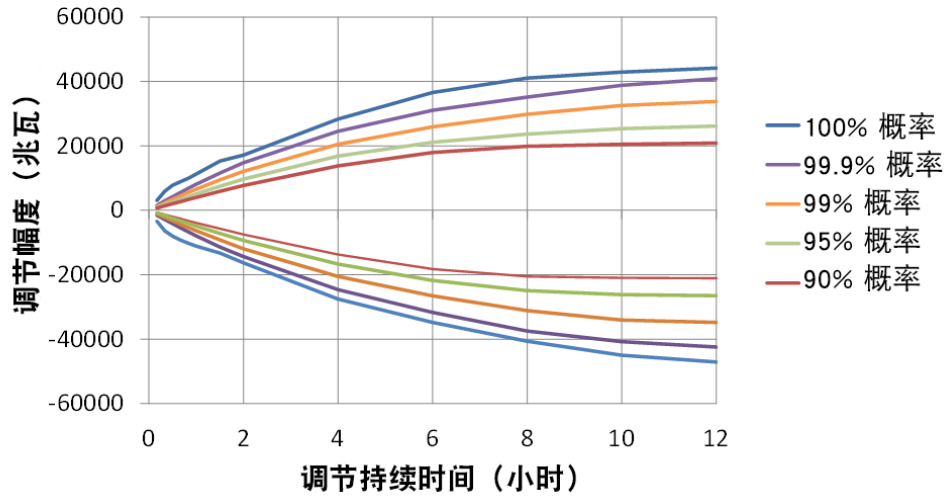


图 7. 示例爬坡持续时间曲线显示了替代爬坡方案，对应于不同的统计的超标水平

来源：King 等，2011

其他方法用于了解基于每日时间/每年时间的爬坡需求。图 8 是所谓的“魔毯”绘图，总结了一年中最可能需要爬坡容量的时间（这张特定绘图显示第 5.1 节讨论的美国西部能源失衡市场足迹）。根据基本的单一情景数据也可以开发统计不确定带，用于了解可再生资源和需求预测不确定性的潜在影响。用其他年份数据制成的复合图或多个图也可以帮助显示不确定性和年际变化对灵活性需求的影响。这种方法以及其他的方法也可以扩展到不同的时间尺度，从而为识别和量化系统的灵活性需求提供额外支持。

能源不平衡区足迹中净调节量的平均时间
年中各星期的小时平均值
平均净调节量（兆瓦）

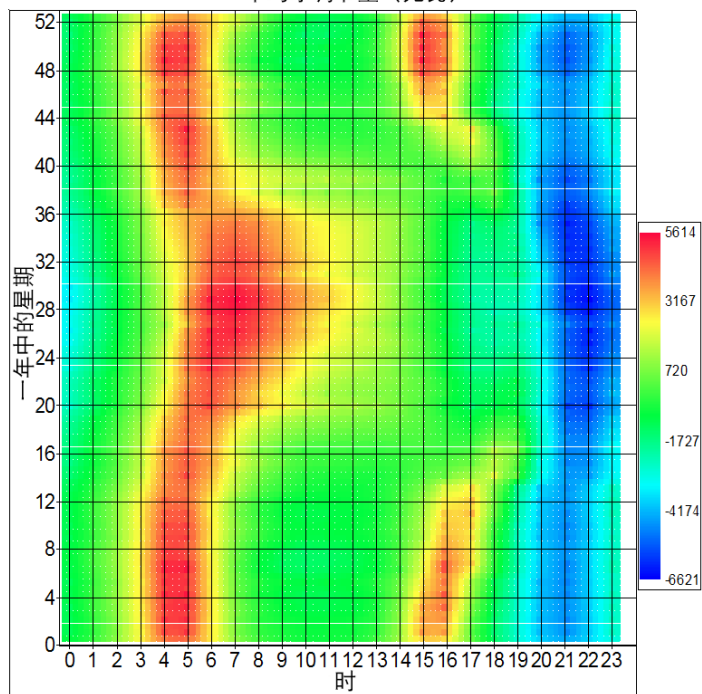


图 8. 能源不平衡区足迹中的净爬坡量变化（按一天中的小时和一年中的星期计）示例

来源：King 等，2011

当解释此类净需求分析的结果时，不容忽视的假设是风能和太阳能发电完全是被动的，且无法提供上调或下调容量。这个假设越来越背离美国的行业实践中波动性能源发电资源已配备有功功率控制的现状。当允许所有可用资源提供一定水平的必要辅助服务，特别是允许可进行生产模拟建模分析的平衡服务时，这些扩展功能可以在生产模拟中得到适当的体现。在这样一个框架下，可以有效地计算这些服务的经济供应，并根据这些分析结果，评估缓解措施（Ela 等，2012b）。

4 现有灵活性资源评估

对系统灵活性需求进行评估后，下一步是通过描述可用的灵活性资源的特性，评估现有系统提供灵活性的能力。简单的方法是将发电量和需求侧资源数据与上一节的量化需求进行对比。适当的数据包括发电量特性——如最小发电量水平和爬坡速率，以及现有灵活性替代来源——如需求响应资源配置。此时也应考虑任何相关的制度约束。为了与量化的系统需求相比较，可使用简化的电子表格工具评估调度堆栈和由此产生的灵活性（最小发电量、爬坡幅度和速度等）；这种方法的实例可参阅 Kirby 和 Milligan (2005)。

建模工具如 Plexos、GE-MAPS、Gridview 或 Pro-Mod 所得到的的生产模拟可以用来评估现有灵活性资源和所需的灵活性，这种方法更为复杂，但值得推荐。这些电网模拟工具适用于整个大容量电力系统的运作。这些工具有时被称为“生产成本”和“安全约束的机组组合和经济调度”模型。“安全约束”反映经济调度和机组组合过程中所包含的传输约束。生产模拟需要输入的数据包括各项成本（发电机燃料；波动性运行和维护；发电机启动成本；合同购买和销售价格；输电转运；能源、辅助服务、燃料；市场价格等）、系统负荷、电厂特性、输电能力和波动性能源发电资源发电的不确定性。关于电力系统未来状态的假设是至关重要的，并将对模型输出有重大影响。一些确定性模型利用单一年度的负荷、风能、太阳能和水力条件，并结合符合经济承诺和调度决策要求的爬坡和负荷。另一些模型用一组不同的天气年份情景来随机模拟不同的条件，同时假定机组组合决策具有完全预见性。还有一些随机模型将当时的不确定性考虑在内，制定了初步组合，并根据需要调整组合或资源的分配（Kiviluoma 等，2010；CPUC 2014；CAISO，2015b）。

模拟系统的灵活性可以通过检查生产模拟模型的几个关键输出进行评估。此类输出包括：总向上/向下储备短缺、最大向上/向下储备短缺、向上/向下储备短缺的小时数、总可再生能源削减量、最大可再生能源削减量、削减的小时数、总剩余电量、最大剩余电量、剩余电量小时数以及可靠性指标如缺电概率、负荷损失期望值（通常表示为天/年）、负荷损失小时数-负荷损失期望值（单位为小时/年）或电量不足期望值。

一些评估电力系统灵活性的新型方法包括爬坡资源不足的期望值、灵活性不足时段、有效爬坡率和 CAISO 的基于爬坡的灵活容量法（如上文讨论）。“爬坡资源不足期望值”使用概率方法来确定电力系统不能满足每个净负荷提升的时段的数量。它的计算需要每个发电机的运行特性、每种灵活资源的历史或模拟能源生产时间序列、每种资源的最大和最小额

定输出、启动时间、提升和下调速率、强制中断概率和生产水平 (Lannoye 等 , 2012b) 。灵活性不足时段与爬坡资源不足期望值的不同之处在于 , 前者将模拟生产时间序列的可用灵活性与选定方向的净负荷提升进行直接比较。灵活性不足时段确定了与灵活性不足相关的时间范围 , 以便针对每个灵活性问题设计不同的解决方案 (EPRI 2014)。有效爬坡能力描述了一个机组在一段特定时间内对系统上调和下调能力的贡献 (Lannoye 等 , 2012a) 。有效爬坡能力近似于有效载荷能力 , 但有一点区别 : 有效载荷能力计算的是满足总容量需求的比例 , 而有效爬坡能力则是用机组在给定方向和时间周期内的最大爬坡量来表示满足爬坡需求的比例。

5 增加灵活性的选择

如果可用的系统灵活性不足以满足之前步骤所确定的需求，则应根据技术和经济价值来评估额外的灵活性来源。最佳的解决方案是针对系统，且兼有必要的实体灵活性和获取该实体灵活性的制度出路。这一节我们将讨论美国经验中具有最高选择率的灵活性方法，总结如表 1 所示。这些措施的可用性在美国全国范围内因地区而异。

5.1 更大的平衡区

在美国，关键的物理和制度灵活性的机制正在逐步扩大平衡区的发展规模。² 这通常涉及相邻区域通过增强输电网进行的物理互连。然而，有替代方法可以部分或全部获得此类业务整合的好处。这包括动态调度、平衡区内次小时级时间步长调度或不需要平衡区物理合并的其他广域经济调度概念（Milligan 和 Kirby，2010a；Denholm 和 Cochran，2015）。平衡区的扩大为更好地利用负荷和发电多样性及更大储备库提供了可行的途径。这给运作效率带来诸多方面的裨益：例如，发电量爬坡容量达到线性增加的程度，而大区域的爬坡需求没有达到线性增加的程度（图 9）。

²平衡（机构）区是一个实体（平衡机构）计量范围内发电、输电和负荷的集合，该实体提前整合资源计划并维持该区域的负荷-交换-发电量平衡。平衡机构实时支持互连频率。

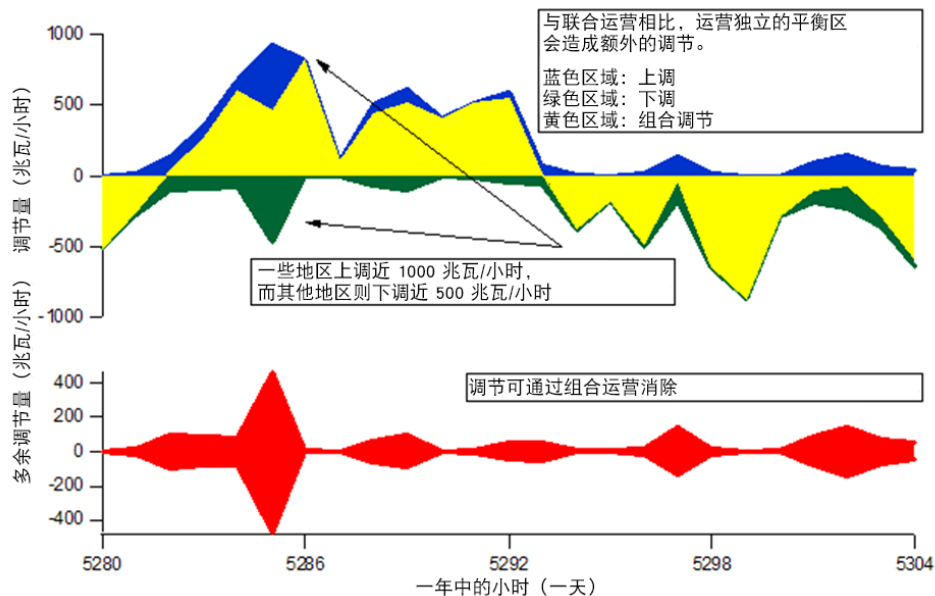


图 9. 大平衡区导致总爬坡需求降低

来源：Milligan 和 Kirby，2007

更大平衡区和更快调度的制度具有图 10 所示的益处。³平衡区足迹从小型增长到中型再增长到大型（图中从右至左），整个互连电网的总爬坡储备要求（以及由此产生的系统成本）随之降低。储备要求（和成本）也随着调度间隔和预测超前时间的减少而降低（彩色条）。较小的调度间隔对应较快的能源市场，较小的预测超前时间对应更新更为频繁（因而准确的）的波动性能源发电和负荷预测。

³ 这个图表包含了美国西部互连的全部地方，但加利福尼亚和阿尔伯塔除外。

6 次调度/交付计划的平均总调节量 (调度间隔——预测提前时间)

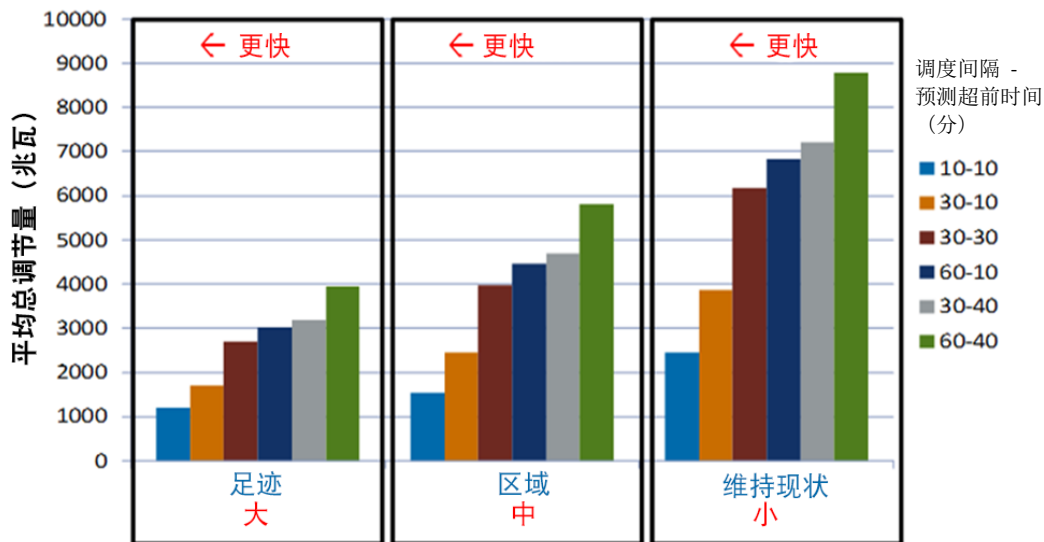


图 10. 更快的能源调度 (彩色) 和更大的平衡区 (板块) 大大降低了总调节要求和风电并网的影响

来源：Milligan 等，2011

中西部独立系统运营商 (Midcontinent Independent System Operator, MISO)、西南电力库 (Southwest Power Pool, SPP) 和 PJM 都是美国实际扩展以获取平衡区规模效益的区域输电组织的相关实例。MISO 在 2013 年创建和整合了其南部地区，体现了改善可靠性改善及降低调节和旋压储备要求的收效 (见 MISO 的网站⁴)。SPP 于 2009 年将内布拉斯加州的部分并入，并在 2014 年获得批准增加上大平原的大部，因内布拉斯加州发电量和低价水力发电可用量的增加而产生的估计净系统收益 3.34 亿美元 (SPP, 2009; FERC, 2014)。自 2004 年以来，各电力公司加入宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州互连 (PJM Interconnection, PJM)，足迹从北卡罗来纳州扩展到伊利诺伊州 (见 PJM 的⁵网站)。在美国西部，一个新的能源不平衡市场已经形成 (见 CAISO 的能源不平衡市场网站⁶)。尽管初始参与者仅包括 CAISO 和 PacifiCorp，但其他电力公司已宣布计划在未来 1 到 2 年内加入能源不平衡市场，这将增加该市场的有效平衡规模。该能源不

⁴<https://www.misoenergy.org/WhatWeDo/StrategicInitiatives/SouthernRegionIntegration/Pages/SouthernRegionIntegration.aspx>.

⁵<http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/territory-served.aspx> 和 <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/pjm-history.aspx>。

⁶“Energy Imbalance Market.” 2015。加州佛森：加州独立系统运营商。2015 年 9 月访问，<http://www.caiso.com/informed/pages/stakeholderprocesses/energyimbalancemarket.aspx>。

平衡市场是针对失衡的一种实时而且安全约束的经济调度，每五分钟运行一次。因此，该能源不平衡市场不包括在美国大区域输电组织市场的其他方面，而是一种对失衡的经济调度进行汇集的方法，。

虽然在美国没有任何平衡区运营商会觉得平衡区庞大，但庞大的平衡区可能无法回避额外成本的问题。这些考虑因素包括用于监测和系统运行的附加成本，包括安全约束机组组合和安全约束经济调度以及电力系统状态估计。此外，输电阻塞可能妨碍整体效益的实现。

5.2 进入邻近市场

进入邻近市场是一项在物理和制度方面的灵活举措，与更大平衡区方法密切相关。它需要通过输电网络进行物理互连，以及通过制度机制来管理这些输电线路与它们所连接市场的协调运作。后者的跨界协调包括各种各样的选择，包括动态调度，或者允许交换计划按相对较短的时间步长改变。

这种灵活性措施抓住了输电和发电机容量需求之间的相互作用。建设新输电线路可允许多个区域共享发电机资源，从而减少所有涵盖区域的总需求发电容量。不管波动性能源发电所占比例多少，均可实现由此产生的经济性和可靠性收益。如图 11 所示，对于适当比例的波动性能源发电（所有构成区域约 7%–20% 风能和太阳能发电），系统总成本（生产和可靠性，红点）随着进入邻近市场的程度加深而降低（从“岛屿案例”降低到“长邻案例”）。同时，随着进入邻近市场的程度加深，资源充分性（0.1 缺电期望值目标，蓝点）的效益得以实现。该图中的这些案例反映了不同水平的邻近区域援助：基础案例中邻近区域的储备余量为 15%，而研究区域输电组织拥有 11,000 兆瓦的连锁电力网容量，“长邻案例”中邻近区域的储备余量增加到 20%（连锁电力网容量与基础案例相同）；相对于基础案例，“50% 输电案例”连锁电力网为 50%（邻近区域的储备余量为 15%）；“岛屿案例”没有连锁电力网容量（Pfeifenberger 等，2013）。

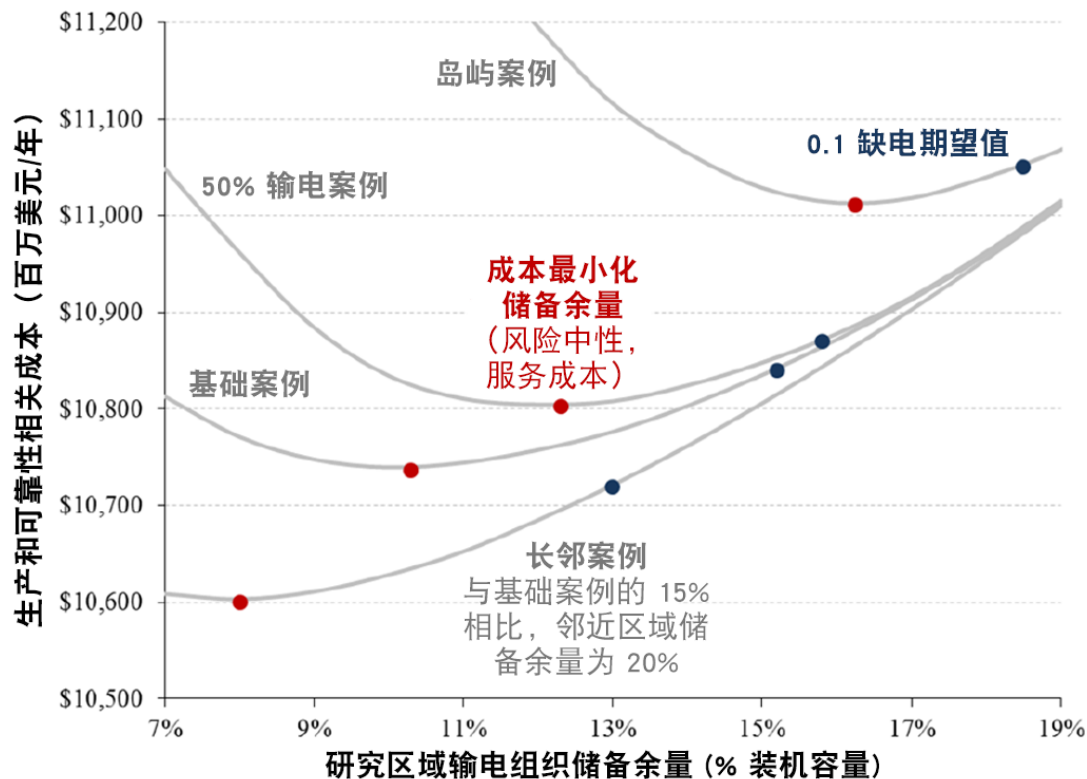


图 11. 不同连锁电力网假设的总系统成本与储备余量

来源：Pfeifenberger 等，2013

这些比较通过美国西部互连的一项分析进一步的说明 (Ibanez 和 Milligan ， 2012) ， 该作者根据 *The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2* 分析了替代风电/太阳能发电的增建 (Lew 等 ， 2013) 。 参考案例中每年有 8% 电力来自风能 ， 3% 来自太阳能。 替代案例中每年有 33% 的需求供应由风电和太阳能平分 ， 其中存在高风电/低太阳能发电和高太阳能发电/低风电组合。 Ibanez 和 Milligan 评估了有效装机容量可以由基于资源妥适性评估的输电代替的数量。 主要结果如图 12 所示。 图中显示了有效容量的下降 ， 即输电增加和资源需求后续降低的有效载荷能力 ， 这通过各分区内的完美输电⁷和整个互连电网内的完美输电成为可能。 虽然永远不可能建立铜片输电 ， 但该示例显示了输电和发电之间的权衡 ， 以及输电可能对新资源需求增加所产生的影响。

⁷ 假定的完美输电——没有拥塞或输电限制(即能量在系统中任何两点之间完美转移)——通常被称为“铜片”情景。

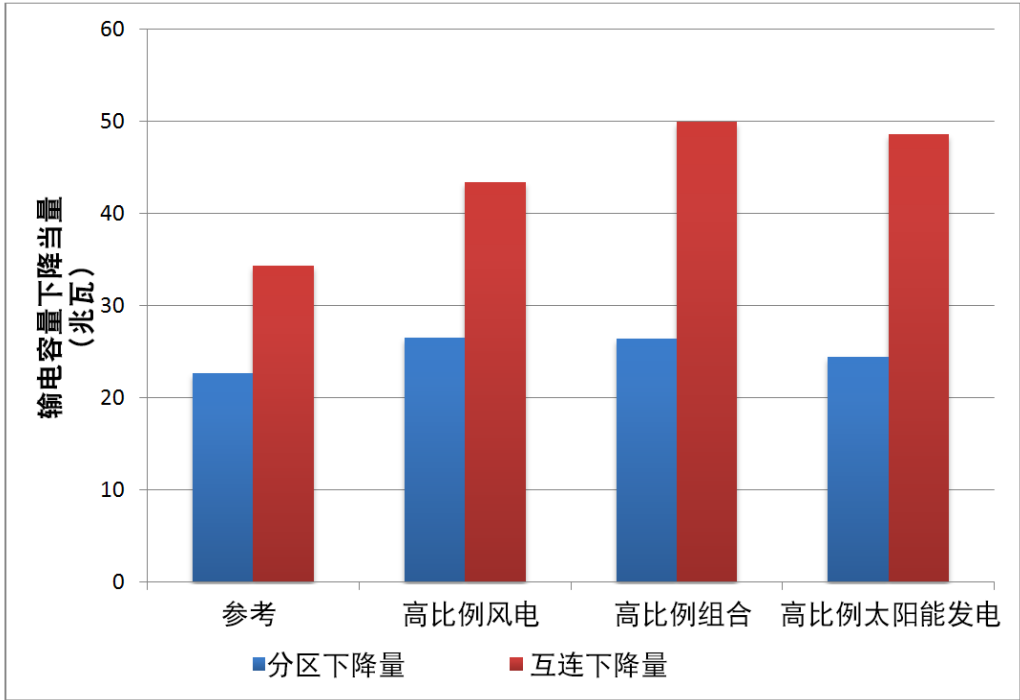


图 12. 互连对美国西部资源妥适性的影响

来源：改编自 Ibanez 和 Milligan，2012

5.3 快速能源市场

快速调配和调度是实现制度灵活性的一种关键机制，可使系统获得可用的实体灵活性，此类实体灵活性在不精密的操作时间步长内无法得到利用。图 13 对该概念进行的总结，用于美国西北太平洋博纳维尔电力局的作业区的案例研究。从小时调度（顶部，蓝线）移动到 10 分钟调度（底部，红线）的结果是，旋压和补充储备要求显著降低。由于更快的调配和调度可以更准确地遵循实际系统条件，旋压和补充储备要求的降低影响了储备需求的频率和幅度。

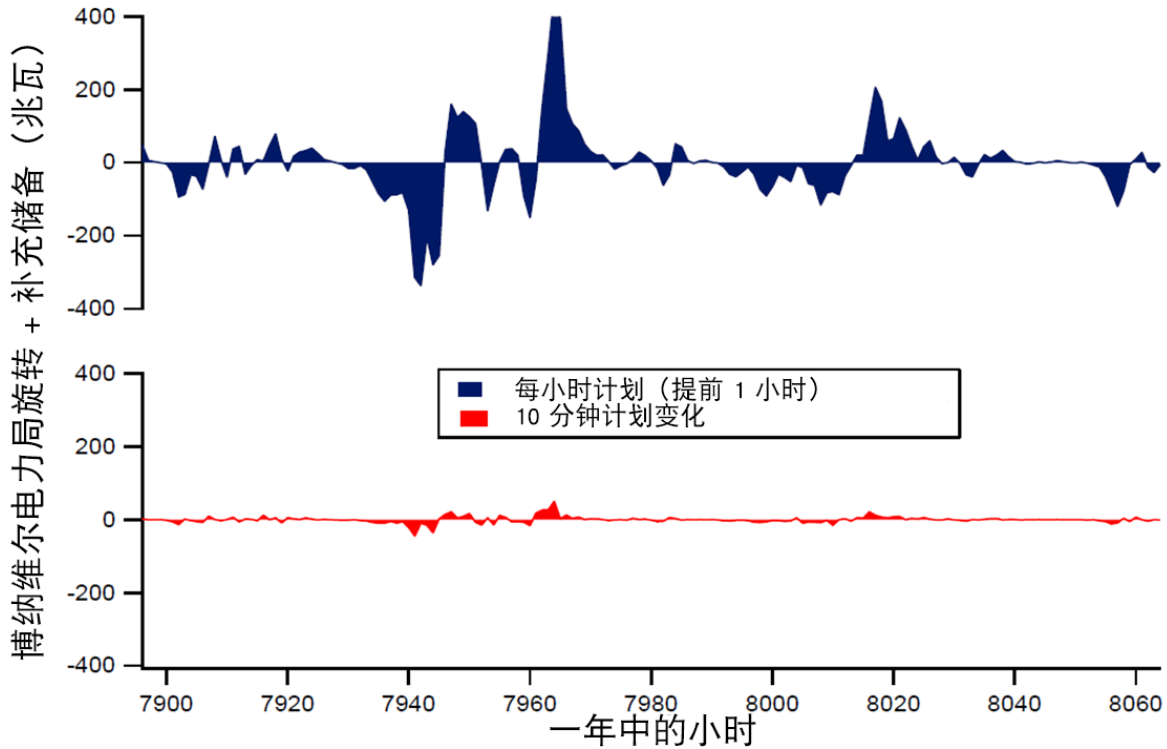


图 13. 博纳维尔电力局动态/快速风电调度

来源：Milligan 等，2011

虽然美国所有区域输电组织市场采用 5 分钟的经济调度，但市场结算却不一定是基于 5 分钟的价格来进行的。结算周期的时间分辨率决定了实际支付给发电机的价格。在某些情况下，每 5 分钟按 5 分钟的价格进行一次结算（所有美国区域输电组织/独立系统运营商市场均使用节点边际价格）。在其他情况下，每小时基于该小时内所有 5 分钟价格的平均值进行一次结算。

为了探索结算对灵活性激励的影响，Ela 等，(2014a) 描述了三种不同的运营策略，以及每种策略在实施每小时结算或 5 分钟结算时给供应商带来的利润有什么区别。这些情景如图 14 所示。虚线是不同的运营策略：在“5 分钟计划”情景中，供应商遵循基于 5 分钟节点边际价格的计划；在“每小时平均值计划”情景中，供应商遵循基于当前每小时平均节点边际价格的输出；“完全知情每小时平均值计划”情景是假设的例子，该情景假设供应商对最终平均每小时价格完全知情。该图显示了用 5 分钟结算（5 分钟价格）获取的灵活性的差异明显大于每小时结算所获取的灵活性（每小时平均价格）。

这个结论的重要性非同小可。频繁调度和更短的结算间隔可以为实际情况进行更好的定价，并且激励供应商提供与价格相应的资源。这个例子表明，虽然市场结算过程可能是很好的市场设计，但实体灵活性可能由于一些像市场结算过程等一系列简单的因素的影响而被削弱。

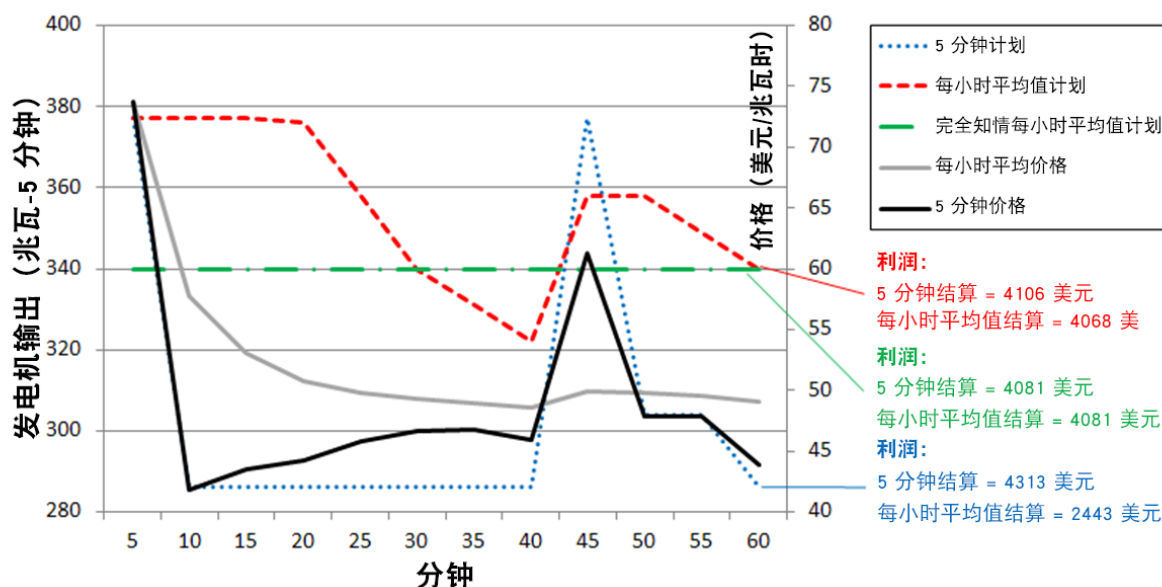


图 14. 5 分钟结算与平均每小时结算不同运营情景的益处

来源：改编自 Ela 等 2014a

在美国，不同的地区有不同的调配和调度时间步长。根据下文讨论的联邦能源管理委员会 (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) Order 764，美国所有重组市场 (即独立系统运营商/区域输电组织) 均采用 5 分钟经济调度或至少是 15 分钟交换调度⁸。受管制市场的调配和调度时间间隔有所不同 (例如美国西部大部分为每小时)。许多地区正在转移到较短的时间间隔，以获得上文讨论的灵活性和市场效率等益处。尚不存在哪一种系统打算调整到更长的时间间隔调度。例如，美国德州电力可靠性委员会 (Electric Reliability Council of Texas, ERCOT) 地区从 15 分钟调度转移到 5 分钟调度 (随其他市场改进一起)，以提升系统的运行，导致波动性能源发电缩减显著减少 (Bird 等，2014)。最近的联邦法规也在协助推动实现更快的调度。2012 年发布的 FERC Order

⁸这仅指邻近区域调度。在一些地区，转移到 15 分钟交换可能尚未完成。

764 要求 (其中包括其他细节) 输电提供者允许客户选择以 15 分钟为间隔的调度 , 而不是每小时调度 , 以明确帮助波动性能源发电并网。

5.4 改善的市场设计

改善市场设计是一个可以大大提高电力系统灵活性的制度工具。经证明, 四大市场原则在美国非常有效: 大平衡区、快速能源市场、资源中立和以性能为基础的市场原则。上文讨论了前两个原则。资源中立原则意味着所有资源在不考虑技术的情况下均应该在平等的基础上根据它们的不同可靠性贡献, 通过相互竞争以提供辅助服务。新的潜在辅助服务产品可以按所需的通知期、响应速度、响应深度或履行时间长度确定——这种规范在市场设计中独立于技术。此外, 付款应以性能为基础, 以确保一致性: 提供不同层次服务的供应商应相应地得到补偿——提供更好的产品应获得更高的付款; 供应相同数量的同一产品的供应商, 无论何种来源, 应以同样的方式进行补偿。这一原则也适用于客户、需求或需求响应。FERC Order 755 详细介绍了“资源中立”和“基于性能”付款的理论依据, 对于以前提到的导致频率调节资源调度经济效率低下的“不公正、不合理、不当歧视或偏好”的费率不再做要求 (FERC, 2011)。

一些市场设计可能会给灵活性造成意想不到的影响。美国就有两个这样的例子。第一个例子是上文提及的大型能源市场与频率响应的相互作用。在过去几年中, 美国东部互连的频率响应一直在下降。虽然导致这一下降的原因是多方面的, 但市场设计很可能促动了这一问题 (见 Ela 等, 2012a)。东部能源市场对于不能满足能源交付计划要求的市场参与者规定了各种罚款和/或收费。然而, 如果发电机组对频率事件作出响应, 使其偏离其能源交付计划, 在许多市场上都会遭到经济处罚, 导致撤销调速器响应和频率响应整体下降。这个问题并非不能解决; 频率响应市场可以通过与其他辅助服务市场相同的方式进行设计和联合优化。列案请见 Ela 等 (2014b ; 2014c)。

第二个美国实例源于风能所适用的现行生产税抵减的能源规定。该补贴面向有资格获得该抵减的风力发电厂, 根据每兆瓦时电力提供财务退税。然而, 如果风力发电厂提供调节辅助服务 (这在美国许多市场仍然是禁止的), 这将导致生产税抵减的经济损失。可能弥补这一不利因素的方式之一是拓宽生产税抵减, 以对提供调节服务的机会成本进行补偿。有关风力发电有功功率控制方面更为详细的讨论, 请在 NREL 的网站上查阅。⁹

⁹http://www.nrel.gov/electricity/transmission/active_power.html

市场设计的其他基本方面，如经济调度的基本价值、更快市场与有效和广泛的可再生能源预测相结合，以及节点或分区市场，在“Renewables-Friendly’ Grid Development Strategies”相关章节中进行了讨论（Hurlbut 等，2015）。

5.5 需求响应

构建市场以正确激励和利用响应负荷，是一种前景很好的灵活性方法，该方法要求响应负荷的实体灵活性以及体制结构适当地激励期望的响应。此类需求响应在关键时期减少负荷，从而成为一种可靠性资源。需求响应在多个时间尺度上（从数秒到多个季度不等）有望提供平衡能力，提供的途径为能源、容量和/或辅助服务（调节、负荷跟踪、意外事件），。强调性能要求（如通知期、开始时间、运行时间等）的市场设计，通常可以很容易地适应技术角度可提供该服务的需求响应。将需求响应纳入经济调度，实现了需求响应成本最低化使用。

图 15 总结了需求响应（和相关但不同的能源效率机制）如何调整负载曲线。这些响应在速度、持续时间、幅度和频率等方面各不相同。通过更有效的终端使用技术，如紧凑型荧光灯或发光二极管照明，而不是白炽灯泡，能源效率使得总能耗降低（在相关服务的各自需求时间，如照明）。价格应对计划和调峰作为能源服务，可以将负荷从更受系统约束的时间段转移到一个拥有更多可获取供应的时间段；一个常见的例子是空调预冷或水预热。可靠性和调节响应作为辅助服务，可以非常迅速地应对预定净负荷偏离（调节）或供电中断（意外）。需求响应在特定高负荷时段可用于供应“发电量”（即负向负荷），因而也可以作为一种容量资源。

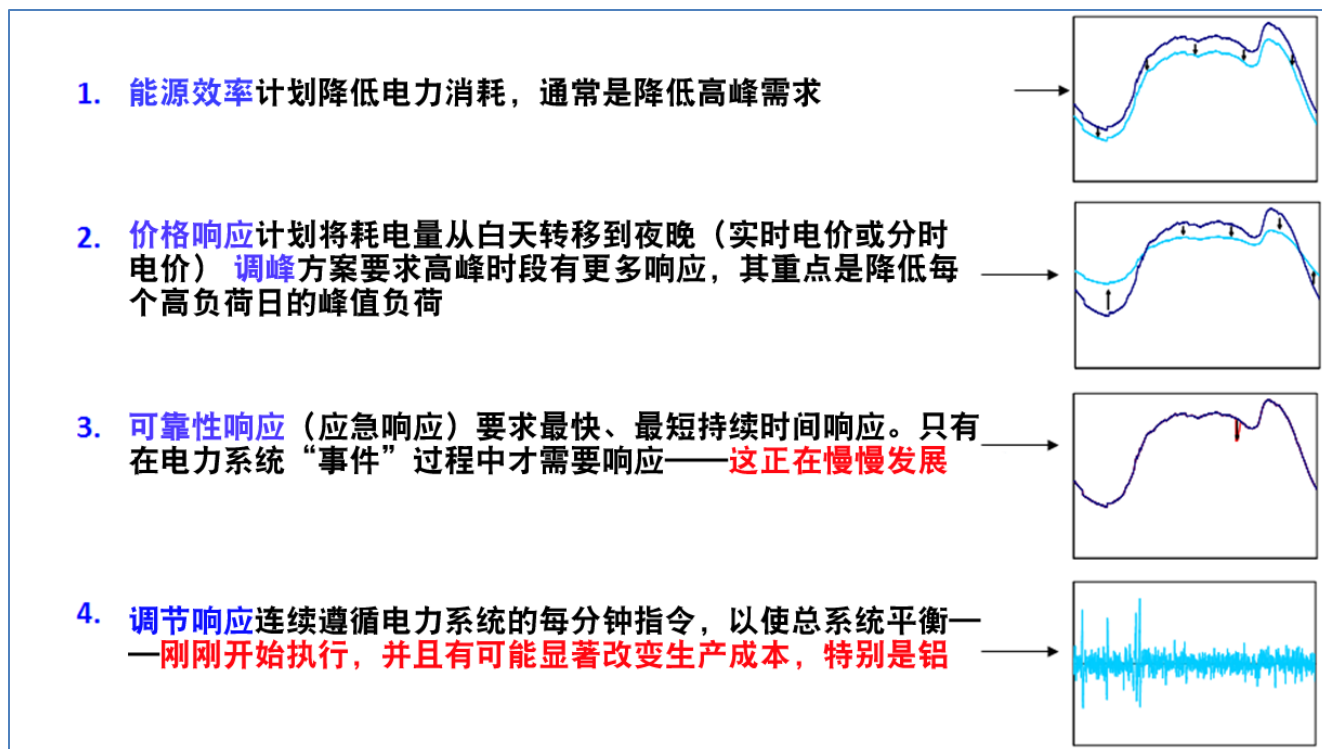


图 15. 需求响应的基本类型以及关于它们的可用性的说明

来源：改编自 Milligan 和 Kirby，2010b

美国鼓励响应负荷修正的方案包括两个大类：一类基于价格的机制，另一类基于激励或事件的机制（Goldman 等，2010）。价格型方案（有时也被称为经济需求响应）通过不同的电价来鼓励用户调整他们的电力使用。激励或事件型需求响应方案（有时也被称为应急响应），因终端用户降低负荷或或让方案管理人员直接控制某些耗电设备（以往这主要指空调和热水器），给予最终用户相关的财务补偿，根据要求降低了负荷而向他们提供财务补偿。事件型方案通常对单个事件持续时间和年度事件小时总数设定上限，通常不超过 40 到 100 小时/年，这与储备余量下降至低于阈值条件或批发价格飙升的次数相一致（Goldman 等，2010）。以往更多的美国电力公司向客户提供的是价格型方案而非激励型方案，但目前还不清楚哪一类方案将成为电力公司和客户的共同优先选择。最近一项关于 10 个美国电力公司的研究表明，价格型需求响应方案的平均峰值负荷降低量是激励型计划的近两倍（21% 对 11%），但安装程序控制了温控器之后，这种差异基本上被消除（Cappers 等，2015）。表 2 提供了这两类方案的实例。

表 2. 需求响应方案的常见类型

价格选择	激励型或事件型方案
分时定价电价： 每天不同时间段的固定电价不同。 ^a	直接负荷控制： 客户因允许公用事业公司对某些设备进行一定程度的控制而获得奖励款项。
峰荷定价： 该收费方式包含预先指定的超高电价，该高电价由公用事业公司触发，且仅在有限的时间段内有效。	需求竞标/回购方案： 当批发市场价格很高的时候，客户竞标减少负荷。
实时定价： 电价根据批发市场价格不断发生变化（通常每小时）。	应急需求响应方案： 客户因在需要确保稳定性时削减负荷而获得奖励款项
	容量市场方案： 客户因提供负荷削减来替代系统容量而获得奖励款项
	可中断/可削减电力供应： 客户因同意按要求降低负荷而获得电费折扣。 ^b
	辅助服务市场计划： 因承诺在需要时削减负荷，以支持电网的运行（即辅助服务），客户获得电网运营商的付款。 ^c

CPP = 峰荷定价；RTP = 实时定价；TOU = 分时定价。

^a 由于分时定价电价的费率时间和价格是固定的，一些分析师不认为分时定价电价是一种动态需求响应方法，且公用事业公司通常不将分时定价用户作为可以在需要进行调度以支持电网运营的类似于发电机的资源。然而，精心设计的分时定价电价可以诱导客户进行减少峰值需求的长期投资。

^b 一些公用事业公司也将可中断电价作为“价格型”方法，特别是如果可中断电价包括紧急事件过程中的动态定价规定（例如，一些电价可以让用户选择以支付更高的实时电价，同时仍然接收供电的方式来“度过”削减事件）。

^c 辅助服务需求响应安排也可以视为一种定价方案，这是因为实时定价信号可以根据电费设置，以触发特定于事件的客户行为。

来源：Goldman 等，2010

需求响应方案可以用许多不同的方式设计。给定系统的最佳配额取决于系统的现有物理和体制结构，及预期负荷增长和配额部署。加州电力公司 Pacific Gas and Electricity (PG&E) 企业客户的例子如表 3 所示。

表 3. 加州企业客户需求响应方案示例

方案名称	说明（部分）
激励型或事件型需求响应	
基本可中断方案	客户按照 30 分钟或 4 小时的提前通知削减负荷，客户因此获得按月或事件计算的奖励。削减量限于每年 120 小时。
容量竞标方案	从五月到十月，当负荷条件需要使用热耗为 15,000 英国热量单位/千瓦时或更高的发电机时，客户提前一天或当天削减指定负荷，每月最多 24 次，客户因此按月获得付款。
需求竞标方案	向提供提前一天或当天削减负荷服务的客户支付 0.50-0.60 美元/千瓦时。
可选绑定强制性削减计划	允许客户免于轮流断电，以换取客户同意在接到通知 15 分钟内减少 5% 到 15% 的负荷。
峰值选择	允许客户定制他们的需求响应，客户可以选择预先通知期、时间、负荷减少量和天数，奖励则根据选项组合确定。
预定减负荷方案	客户承诺从六月至九月减少负荷，每周一到三次，一次 4 小时，为此获得 0.10 美元/千瓦时的付款。
SmartAC (空调负荷控制)	客户允许安装空调压缩机开关或智能温控器，其在加州独立系统运营商声明紧急或接近紧急情况时可用于控制负荷，最长控制时间达每年 100 小时。向这样的客户支付 25 美元。这项计划也向住宅客户提供。
基于价格的需求响应	
峰荷定价	提供高峰和部分高峰时段的较低收费，以换取在五月到十月之间系统需求很高时的更高费率（正常费率的三到五倍），最长 12 天。
需求响应技术援助	
技术援助和技术激励方案	提供工程援助和现金奖励，以支持安装支持需求响应的设备或软件。
综合能量核算	提供核算以全面利用能源效率、用电时间管理、需求响应、自行发电和可再生能源方面的机会。

来源：<<http://www.pge.com/mybusiness/energysavingsrebates/demandresponse/>>;
<<http://www.pge.com/mybusiness/energysavingsrebates/analyzer/integrated/>>.

Btu = 英国热量单位；CAISO = 加州独立系统运营商；CPP = 峰荷定价；kWh = 千瓦时
TOU = 分时定价

来源：Goldman 等，2010

在 PJM 区域，需求响应资源像传统的“供应侧”资源（发电）一样执行并付费。正如一个发电机组那样，PJM 目前允许响应负荷参与其远期容量市场（调峰）、日前和实时能源市场的“价格响应需求”（作为负向负荷）和辅助服务市场的频率调节和同步储备（PJM，2014）。能源需求响应方案进一步分为应急类（自愿减负荷）和经济类（调度减负荷）。容量付款构成了 PJM 的所有需求响应最主要的收入来源（图 16）。

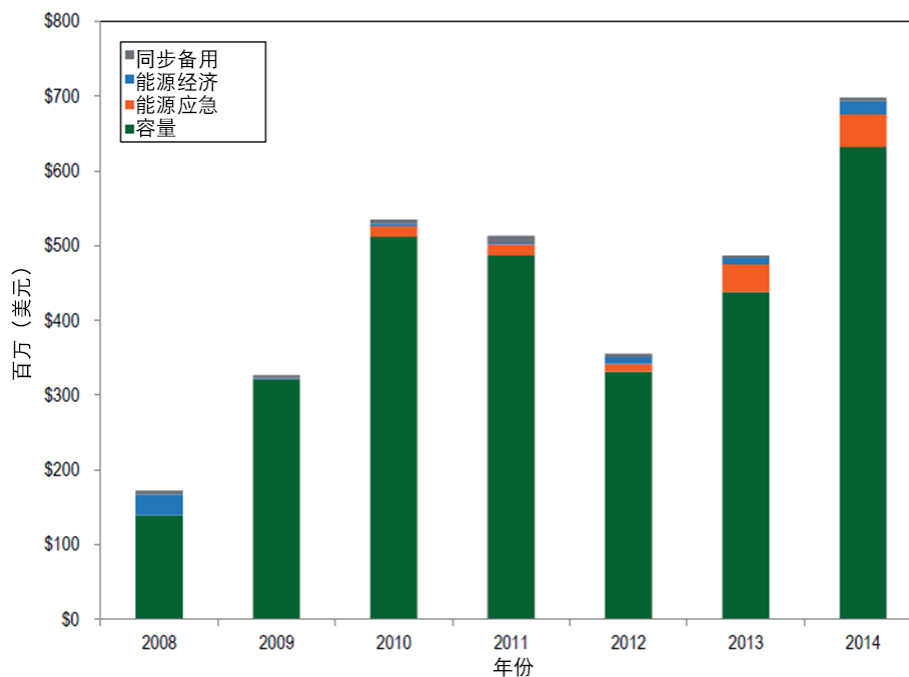


图 16. 2008–2014 年按市场划分的 PJM 需求响应收入

来源：Monitoring Analytics 2015

然而，需求响应怎样与发电机组进行竞争或者不竞争，目前还存在法律问题（EPSCA 与 FERC，2014），这导致需求响应市场结构在美国发展的精准方式还存在很多不确定性。这在很大程度上是现有发电机的收入充足性的问题：需求响应抑制容量价格和能源及辅助服务稀缺事件的频率，这减少了生产商获得的用来覆盖固定成本和波动性成本的收入。例如，关于如何实施需求响应，以在保留系统的可靠性的同时履行所有法律义务，PJM 区域正在确定替代方法。这些方法将需求响应作为需求侧资源，对应的补偿从能源或容量付款（供应侧）转变为避免能源或容量产生的“可避免成本”（需求侧）（PJM，2014）。

这些需求响应方案的一项关键可靠性和经济效益是峰值负荷降低，就相当于所需系统容量及相关费用降低。调低负荷比建设新的发电容量更为便宜。图 17 中所示的 CAISO 负荷持续曲线说明了 1) 系统峰值容量需求与 2) 达到给定水平的峰值容量减少所需的需求响应事件的频率和规模，这二者之间的关系。对于这种情况，峰值负荷降低 5% 将需要有每年 20 小时有针对性的需求响应。科罗拉多州 Public Service Company 平衡区也有相似的情况，该平衡区一年中仅 12 小时内峰值负荷降低潜力为约 3.5%（Denholm 等，

2015)。因此，前面所列的单独需求响应事件为每年 40 到 100 小时并非是一条严格的经验法则，而是取决于单独系统的期望可靠性和峰值减少水平。

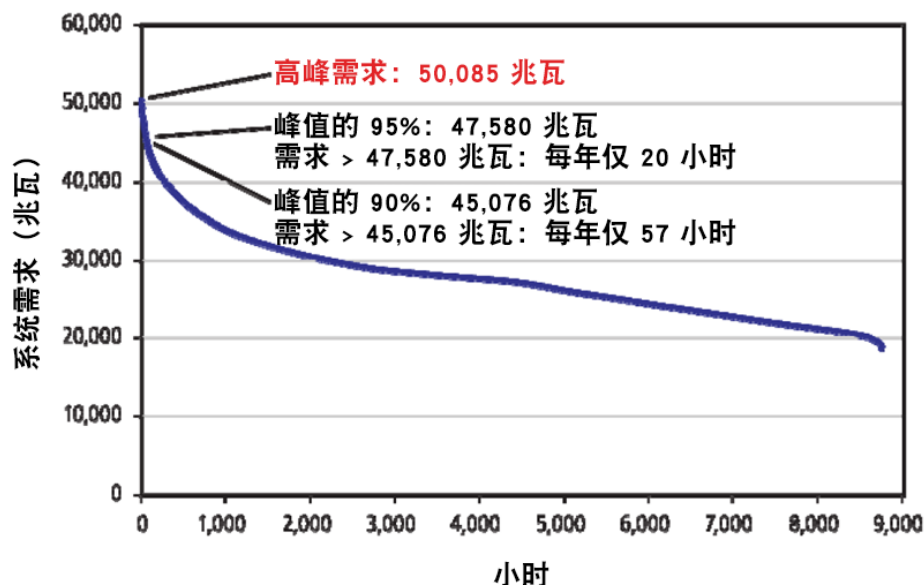


图 17. CAISO 基于可靠性的需求响应的机会

来源：Goldman 等，2010

需求响应方案还可通过通过辅助服务，如促进调节储备需求让系统受益，。图 18 展示了众多响应负荷资源的集合如何根据电力系统运营商的自动发电控制信号满足调节储备要求（辅助服务）。结果是实现每分钟净负荷偏差的能源中立平衡。图示的红线表示独立系统运营商发送至需求响应系统服务器的调节信号；在所述案例中，需求响应系统服务器是 Enbala Power Network 的实时控制优化引擎“R3OE”。Enbala 是一个适用于工商业和机构最终用户的需求响应的聚合器。绿线代表所有资源的响应，因而体现了提供的调节量。所有单独响应负荷（图顶部的每一条线）对整体调节需求的贡献都很小，但它们加起来可提供数量巨大且有效的资源。

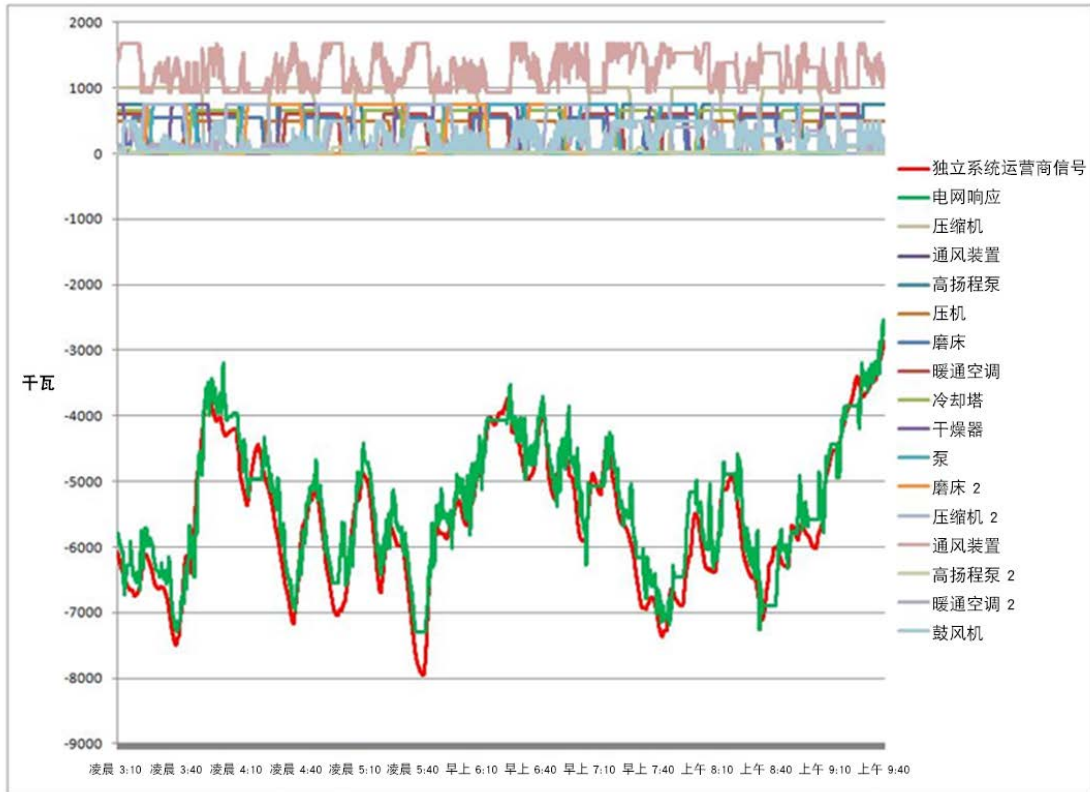


图 18. 总需求侧响应可以满足调节信号

来源：Milligan 2014b

Hummon 等，(2013) 在科罗拉多州测试系统中需求响应的分析中，列出了量化需求响应这些效益的方法，特别是在系统最受约束的时候。基于生产成本模型模拟，该研究量化了需求响应提供能源、容量和储备的价值，所使用的总需求响应资源曲线来自 Olsen 等，(2013)。附录对这项研究的结果进行了总结。需求响应的值可以表示为年度可利用率¹⁰（类似于发电机容量因数）或全年累积可用量¹¹（美元/兆瓦时）（Hummon 等，2013）。此值基于可用资源的数量及其与高生产成本时期（通常是系统灵活性需求达到最大的时候）的符合程度。

¹⁰ 年度可利用率是每个时间段内可用的最大容量之和，除以可用峰值容量乘以时间间隔数（即每年总小时数）之积。

¹¹ 累积年度可用量是通过需求响应变得灵活的总终端用电量的电力部分，这反映了每个资源的可用性与运行储备的高市场价格，以及其利用一天中各小时较大能源价格差异的能力之间的相关性。

5.6 战略性的可再生能源限电

在可用发电量高于系统可以利用的电量时，削减波动性能源发电通过减少供应量来提供灵活性。获得这种灵活性的关键是激励和管理这种限电的制度机制。限电的存在作为系统缺乏灵活性的一个指标，主要形成原因是输电拥塞或缺乏传输接入导致，还有少数情况是由于在低负荷期间产生多余的电量。通常，首先限制最昂贵的波动性能源发电，以缓解系统拥塞或维持系统平衡。提供给波动性能源发电的发电厂的经济补偿各不相同，具体取决于电力合同的细节条款（Bird 等，2014）。在美国，这种经济权衡对于利用生产性补贴的项目，显得更加复杂。被限制的一部分波动性能源发电可用于其他重要的电网服务，如调控储备¹²、频率和调节服务。在任何时刻做出的经济性弃风、弃光反映了所产生能源的瞬时价值与其他服务的价值之间的权衡。

波动性能源限电既可以通过系统运营商的手动指令实现，也可以通过自动市场化机制如特殊的经济调度协议实现。第一种方法是指令和控制在发电量过多的情况下，不管是否是最优或最经济的选择，系统运营商都可以决定缩减波动性能源发电。运营商规定的限电水平可能太高或太低，且反应速度可能会太快。第二种限电方法是经济上的限制。此方法直接将波动性能源发电的发电量（和任何后续的过多发电量）纳入经济调度过程，并（在正常情况下）无需运营商直接干预，速度快、成本低。在美国，纽约独立系统运营商（New York Independent System Operator）和 MISO 在使用这种方法，并引起了其他地区的广泛关注。由于截至本文编纂时，美国风能的使用比太阳能更为广泛，一些市场变化制度虽然只明确指定了是风能而没有包括太阳能，但在不久的将来，这些方法可能也适用于太阳能。波动性能源发电资源像传统发电那样进入市场。区别在于通常风电只会进入调度市场¹³。如果这是经济的，那么风电将会向下调度，帮助避免发电量过剩。考虑到是由实时市场进行，这可能是最佳解决方案，原因是 (a) 仅所需的调度级别才会被激活，且 (b) 风电仅在其为最低成本选择时才被调度。

2011 年，MISO 实施了一个经济限电计划，称为可调度间断能源机制（Dispatchable Intermittent Resource），有效地将风力发电厂的 5 分钟调度置于 MISO 实时市场系统

¹²上调服务是一种辅助服务，其提供的容量可在设定的时间内（ERCOT 中为 5 秒）开始对信号作出响应。这样的容量高于任何基点，但低于发电资源的可持续上限，并在必要时可用来在整个可用容量范围内改变输出，以保持适当的系统频率。这通常需要留出一部分可能以其他方式用于能源（或以其他方式被削减）的输出用于频率。有关更多详情，请参见 ERCOT（2014）。

¹³ 在向下的调度市场中，在发电量过大时，将对符合条件的发电机付款，以减少其输出，对机组在能源市场的机会成本进行补偿。

指令的自动发电控制之下。其结果是总体上缓解了波动性能源发电的缩减，而且运营效率和透明度有所提高。MISO 在其市场发展历程中管理风电已超过 14 千兆瓦，在对特定风力发电厂采用手动缩减的传统管理模式的特定时期，一直面临本地输电拥塞的问题。图 19 显示了两方面的内容，一方面是月度可调度间歇性资源所调度的风电总量，另一方面是根据该向下调度的百分比（低于经济最大值）。根据 MISO 提供的数据，约 95% 的潜在风电可以通过经济调度获得。MISO 中的所有新风力发电设施必须注册为可调度间歇性能源。如今 MISO 中超过 80% 的风力发电是可调度的。

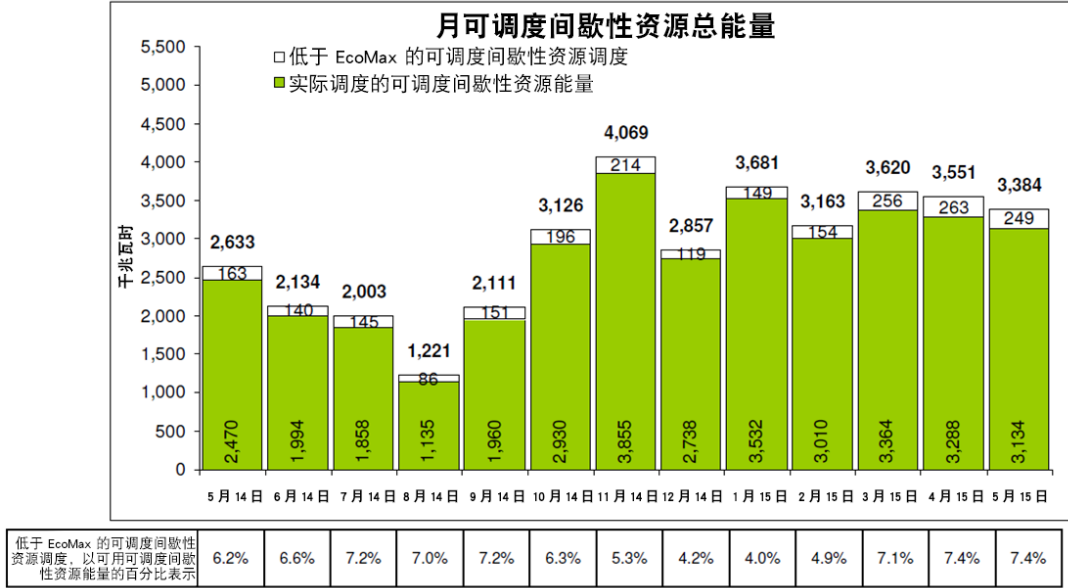


图 19. MISO 中遵守可调度间歇性资源协议的风力发电厂调度

来源：MISO，2015

5.7 新辅助服务产品

美国一些市场领域正在对一种新的辅助服务产品（通常被称为“FlexiRamp”）激励能源灵活性的有效性进行研究。这样的辅助服务产品为制度灵活性措施。自 2011 年以来，CAISO 的市场结算引擎中包含一个灵活的约束，保证在实时组合和实时调度过程中有足够的爬坡能力可供使用（CAISO，2011，Abdul-Rahman 等，2012）。该约束中所需的爬坡能力由 CAISO 基于以下几点确定：(1) 预期间隔变化水平；(2) 负荷和波动性能源发电预测误差导致的潜在不确定性；(3) “每小时”、“15 分钟平均净负荷水平”和“实际 5 分钟平均净负荷水平”之间的差异。为了满足该调节约束，机组通过保留用于提供其他辅助服务的容量而损失了机会成本，因此而获得的补偿相当于一个机组增加爬坡需求所造成的系

统成本增量。目前，该约束仅适用于向上调节容量需求。然而，CAISO 现在提议扩大这个市场产品，以纳入向下调节能力，使用 5 分钟实时调度间隔，而不是 15 分钟实时预调度模型，将该产品纳入日前市场中，并用灵活需求曲线来解释变化（已知爬坡率）和不确定性（不可预见的爬坡率）。

NREL 分析将该提议 FlexiRamp 产品与限定/不限定咨询价格的超前调度进行了比较。图 20 总结了一个有两台发电机的测试系统的经济结果：G1 非常灵活（100 兆瓦/分爬坡率能力），G2 不够灵活（10 兆瓦/分爬坡率）。正向现金流（蓝柱）是收入，负向现金流（红条纹柱）是成本，产生的净利润或亏损（菱形格）在每个柱形条中体现并标出。提议的 FlexiRamp 产品单周期调度结果在左边显示。无 FlexiRamp 产品多周期（超前）经济调度的结果在中间或右边条形组显示：中间组在每个时间间隔根据超前咨询价格更新结算价格，但右侧组则将那些未来（咨询）时间间隔的价格用作支付给发电机组的最终（绑定）价格。这一分析结果显示，灵活的爬坡约束，如 FlexiRamp 是从“运行”的角度，而非“定价/激励”的角度来执行与安全约束经济调度类似的功能。如果绑定价格不是根据咨询值设定，则提供未来（咨询）时间间隔储备的机组可能无法获得该服务的付款，从而机组参与这一市场时失去了

激励因素。因此，其他制度机制，如利用咨询间隔为绑定间隔定价可以取得与灵活的爬坡产品类似的结果。

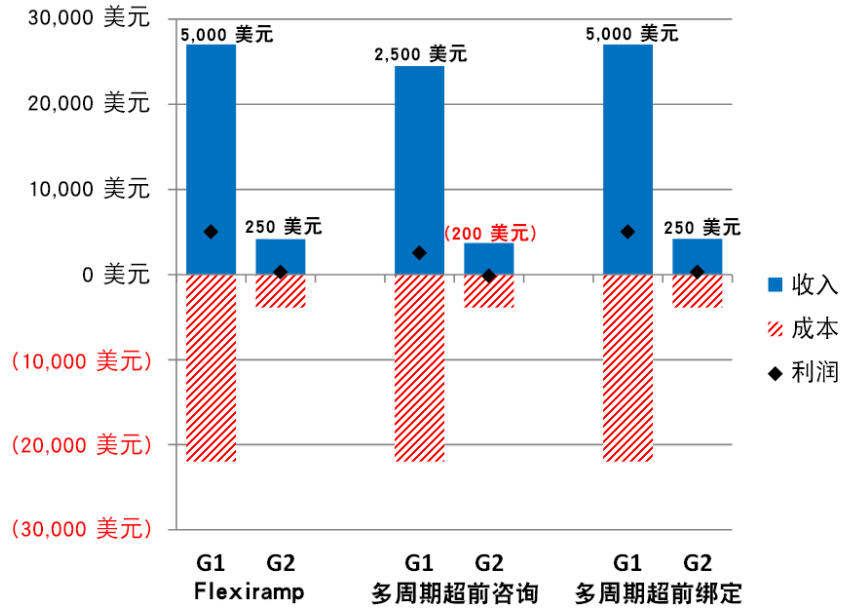


图 20. FlexiRamp 单周期、当前时间步长多周期（绑定）和下一时间步长多周期（咨询）灵活发电机 (G1) 和不太灵活发电机 (G2) CAISO FlexiRamp 辅助服务产品的比较

LA = 超前。来源：Milligan 2014a

5.8 灵活的传统发电机组

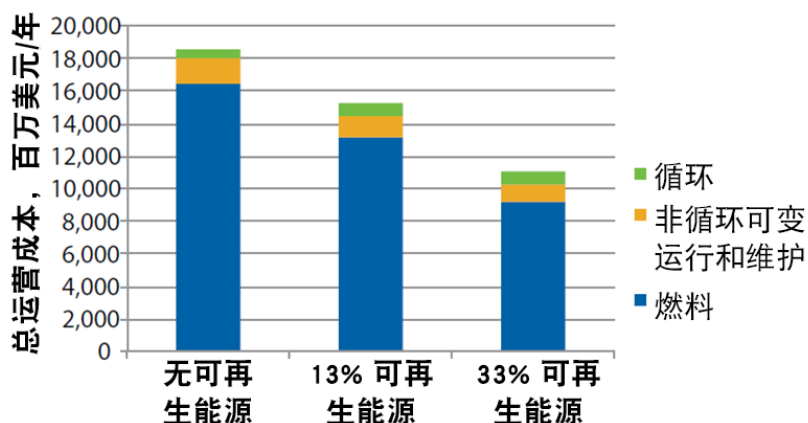
灵活的传统发电机，如煤炭和天然气燃气轮机，是实体灵活性的另一个重要来源：它们有能力在较低输出循环、关闭和运行，以应对波动性能源发电输出的变化。然而，这些传统上不灵活的电厂，特别是预期以每年容量因数约 80% 运行的煤炭电厂，这样的运行条件下经济可行性是不确定的（Cochran 等，2013）。这是因为煤炭电厂需要硬件和大量的操作改变使这些电厂变得灵活（最低运行条件低于产能的 40%）。在中国，燃煤发电厂贡献超过总发电量的 70%，为确定这些电厂以增加灵活性为目的的(a) 改造，(b) 关闭，或是 (c) 改变操作流程是否是最经济的选择，最经济的选择是进行成本效益分析显得特别重要。另一种选择是用最低负荷更低但效率更高的快速启动往复式发动机和燃烧涡轮机替换或补充这些不太灵活的发电机，这些发动机和燃烧涡轮机可以在几分钟之内启动，无需启动成本，并可以帮助提供爬坡和非旋压储备。

北美的实际经验表明，传统的适合基荷运行的煤炭发电厂经过改造后可满足高峰需求，每天循环和关闭可多达四次以满足早上和下午的用电需求（Cochran 等，2013）。这一特定成功的关键在于改变运行惯例，以及促进循环的固有设计特点。主要运行改变包括监测

和管理温度爬坡速率、为所有受影响的设备（大型和小型）建立一套检查程序和提供持续培训以加强监测和检查所需的技能。

更频繁的启动、关闭或循环以往不灵活的装置以达到更高水平的灵活性，会造成设备损坏，减少使用年限，影响排放。美国西部的一项综合研究对这些结果进行了建模和评估，该研究发现，高达 33% 的风能和太阳能对整体排放量和生产成本的循环影响相对较小（Lew 等，2013）。图 21 总结了循环的额外费用如何通过可再生能源燃料成本的节约而明显地予以抵消。然而，从单个热力发电机来看，由于能源被波动性能源发电代替，导致循环成本增加和利用率降低，这可能会削弱盈利能力。发电机可能需要在辅助服务、容量市场或其他体制结构中获得更高的价格，以保持经济可行性。市场设计和激励灵活性的其他方法，可以通过鼓励发电和有益的需求响应特征，可帮助实现向未来高比例可再生能源的过渡。因此，对于这样的未来是否涉及大量对煤炭发电装置或替代装置的改造，将取决于在市场结构下提供所需服务的最优成本效益的技术是什么。

从系统角度的循环成本



*高比例风电和太阳能发电的情景。资本成本没有体现。

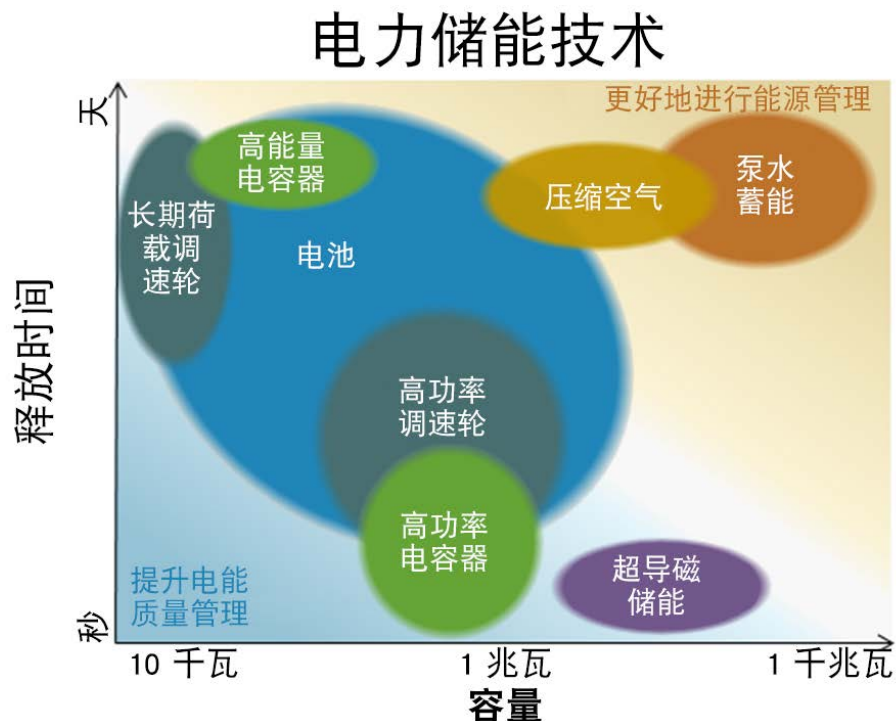
图 21. 循环成本，虽然对于电厂所有者来说可能非常巨大，但由于可再生能源并网，对系统整体运行节约成本的影响较小

来源：Lew 等，2013

5.9 储能

储能是一种物理上的灵活性方法，这种方法是根据某个时间步长中允许产生的电力，减去效率损失后，可供在后续的时间内使用。与需求响应类似，储能可以提供可靠的容量、电力转移和辅助服务效益。这些效益主要由释放时间决定，如图 22 所示。储能技术如果可以应对短时间尺度（从几分钟到几秒）需求变化，就能够更好地适应电力管理（本图左下部分）。这些快速响应的技术可提供瞬态稳定、频率爬坡和其他辅助服务，以将电压和频率水平维持在规定的范围内。此类技术包括调速轮、超级电容器以及各种电池（通常容量较小）。能更好地适应能源管理的储能技术（本图右上部分），可长时间持续释放，以平衡较长时间尺度上（从数天到数周到几个季节）的负荷变化。采用更大容量的技术提供了稳定的容量和电力转移（套利）服务，包括抽水蓄能水力发电储能压缩空气储能。图 22

没有显示热能储存，热能储存电力的范围为 1 千瓦（建筑）到超过 100 兆瓦（集中太阳能发电厂），释放时间从数分钟到数小时（Denholm 等，2010）。选定储能技术的附加成本比较如图 4 所示。



来源：美国能源信息管理局，依据美国能源储存协会。

注：该图显示了每个储能类型的技术特性的近似表示。某些类型，特别是“电池”，包括许多技术。

图 22. 储能技术和评级

来源：美国能源信息管理局，2011

系统的储能价值取决于多个因素。如同需求响应一样，如何将这个价值量化一直是美国开发商所面临的一个关键挑战，这主要是因为某些效益在许多市场中无法完全实现。这时仅依靠简单的指标（如平准化能源成本）是不够的，适当地对储能的价值进行评估需要进行详细的时间序列分析，具体来说，需要使用软件工具联合优化不同储能技术所提供的多种服务（Denholm 等，2013）。

储能的有效性取决于许多因素，包括储能技术的物理特性（释放时间、效率、成本及基于能源和容量的储存规模）和电力系统的特点（波动性能源发电的比例、波动性能源发电技

术的配额、现有灵活容量)。图 23 显示的例子是¹⁴储能价值(蓝色,左轴)如何随着太阳能发电比例的增加而增加,但当现有系统更灵活时,这个值就减小了(右图与左图)。此外,太阳能发电的削减随着太阳能比例的增加而增加(右轴),但当储能存在的时候,这一削减被抑制(红线与黑线)。

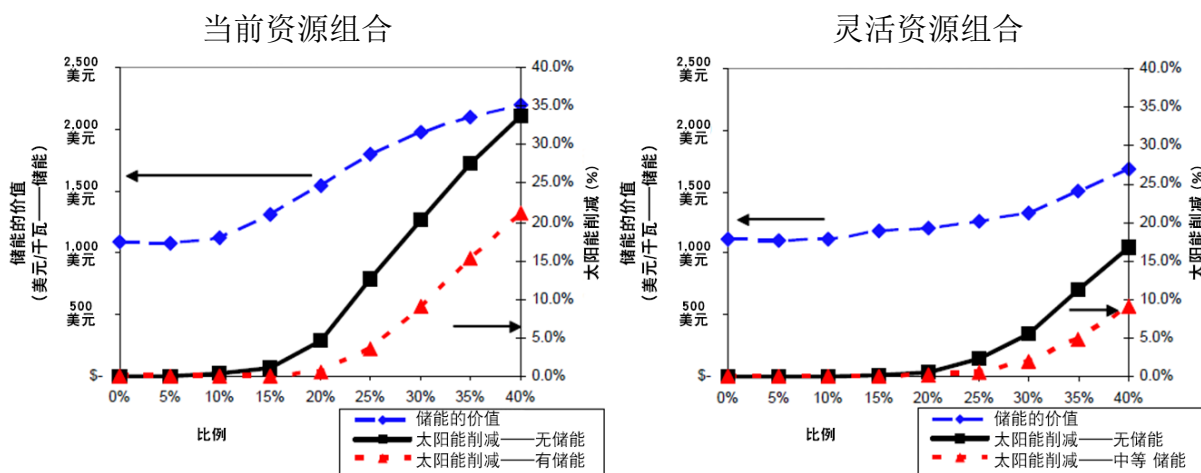


图 23. 灵活性的价值(此图显示的是太阳能)取决于系统的灵活性和波动性能源发电比例

来源: Mills 2008

在美国,重组市场中储能的价值曾一度包括能源转移(套利)和辅助服务(调节和应急储备)。表 4 总结了这些价值。在这些市场中,通过对能源和辅助服务联合优化,以便选择成本最低的发电机组来提供必要的能源和辅助服务。因此,前面提到的,且如图 23 所示的储能技术的使用(如抽水蓄能电站、电池等)必须与其他灵活性的来源相竞争。

¹⁴这个例子基于美国西南部太阳能发电机高度多样化的加州独立系统运营商系统。储能资源假定 1 周的储能为 10% 的峰值容量。当前资源组合情况代表了中期系统,包含约 80% 现役发电机,并假定一定的负荷增长和发电机退出。灵活的资源组合情况代表已经达到发电量平衡的长期系统。

表 4. 美国重组电力市场中储能的历史价值

评估的市场	位置	评估的年份	年值 (美元/千瓦)	假设
能量套利	宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州互连 ^a	2002-2007	60-115 美	12 小时, 效率为 80% 的装置。所评估效率和规模的范围。还利用价格/负荷关系, 考虑了市场环境中价格差异抑制效应。
	纽约独立系统运营商 ^b	2001-2005	87-240 美元 (纽约市) 29-84 美元 (其他)	10 小时, 效率为 83% 的装置。所评估效率和规模的范围。
	美国 ^c	1997-2001	37-45 美元	效率为 80% 的装置。评估新英格兰独立系统运营商、加州独立系统运营商和宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州互连
	加州 ^d	2003	49 美元	10 小时, 效率为 90% 的装置。
	加州 ^f	2010-2011	25-41 美元	4 小时, 效率为 90% 的装置。
	加州 ^h	2011	46 美元	16 小时, 效率为 75% 的抽水蓄能装置。
调节储备	纽约独立系统运营商 ^b	2001-2005	163-248 美元	
	美国 ^e	2003-2006	236-429 美元	宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州互连、纽约独立系统运营商、德州电力可靠性委员会和新英格兰独立系统运营商。
	加州 ^f	2010-2011	117-161 美元	联合优化的套利和调节, 大部分价值来源于调节。
应急储备	美国 ^e	2004-2005	66-149 美元	宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州互连、纽约独立系统运营商、德州电力可靠性委员会和新英格兰独立系统运营商。
组合服务	加州 ^f	2010-2011	117-161 美元	套利和调节, 大部分价值来源于调节。
	加州 ^h	2011	62-75 美元	套利、调节和应急。包含抽水蓄能机组的运行约束。
	美国 ^g	2002-2010	38-180 美元	套利和应急。加州独立系统运营商、宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州互连、纽约独立系统运营商和中部独立系统运营商。

^a Sioshansi 等, 2009

^b Walawakar 等, 2007

^c Figueiredo 等, 2006

^d Eyer 等, 2004

^e Denholm 和 Letendre, 2007

^f Byrne 和 Silva-Monroy, 2012

^g Drury 等, 2011

^h Kirby, 2012

来源: Denholm 等, 2013

6 各方法的成本效益评价

获得灵活性的方法可能是多种多样的，通常可取的做法是进行分析并比较这些方法的成本和收益。在某些情况下，制度的改进为获得当前已存在的灵活性所提供的出路，是电力系统运营商无法以其他方式获取的，所以制度改进是最划算的方法，。即使在没有波动性能源发电的系统中，大平衡区和快速经济调度等改进也存在价值，该价值可随着波动性能源发电比例的提高而显著提升。一旦实施，这些功能的有效寿命将很长，因而可在相当长的时间内提供效益。同样，新的输电互连，再加上以高效的方式将两个或更多地区的运行需求汇集到一起，寿命将非常长，因而可以长久地提供效益。

其他灵活性的改进方法可能较为短视，或可能受制于燃料价格等外部因素。一般地，可以在生产模拟建模的背景下对替代灵活性方法进行分析。每种替代选择的价值可以通过以下方式进行计算：添加到组合中，相应地调整其他建模参数，并计算可节约的生产成本。这种方式可以计算长期价值，也可基于短期评估对长期价值进行适当的估计（但没有前者稳健性）。对外部因素——如燃料价格、替代资源的混合、不同的需求增长率或组成及其他多项外部因素的敏感性，可能会改变各种缓解方法的价值。

此外，给定的灵活性方法的价值还取决于其他已经采用的方法。这在图 10 中进行了说明。使用图表中的示例数据，假定正在评估的灵活性方法即为平衡区的规模。首先，让我们假设所有地区的运行皆按照 40 分钟的通知间隔和以 60 分钟的调度间隔。调节需求的降低量可以估计为“小型”分組和“大型”分組中綠條之間的差值：約 5,000 兆瓦。或者也可以假設所有地區的運行皆按照 10 分鐘的通知間隔和 10 分鐘的調度間隔（圖中的藍條）。在這種情況下，調節需求降低約 1,400 兆瓦。因此，大平衡區的收益取決於調度時間步長（還有其他因素）。電力系統的非線性性質，很可能導致任何已給定來源的靈活性的價值依賴於已經採用或假定已採用的其他來源。¹⁵

¹⁵图 23 将在不灵活的系统中储能的价值与灵活的系统相比较，根据该图可以得出类似的论点。

7 其他规划考虑因素/问题

即使在大电力市场地区，包括美国和欧洲，市场都受到监管，以确保已知的电力市场不足可以得到一定的缓解。Ela 等，(2014a) 非常详细地探讨了批发电力市场的特点和影响，指出一些尚未深思熟虑的关键方面。著名的电力系统经济的教科书（如 Stoft 2002）从更广的范围提供了未加以考虑的可再生能源的框架。因此，必须全面分析监管环境和各类市场机制之间的相互作用。例如，在美国和欧洲的部分地区，人们越来越担忧能源和辅助服务市场能否充分对具有所需灵活性特征的新容量的开发形成激励。该问题的程度尚未明确，可能采用包括几种远期容量市场（包括或不包括灵活性要求）作为解决方案。市场结构塑造了确保资源妥适性和足够灵活性的有利环境，结合适当的补偿，可以起到激励当前和未来资源的所需属性的作用。

8 结论

全球可再生能源并网经验以及优质风电/太阳能并网研究结果（基于美国的总结见 Milligan 等，2015）表明，如果系统运营商拥有足够的工具来管理伴随波动性能源发电而增加的变化不确定性，则并网可以有效地完成。灵活性非常重要，并且存在多个方法测量灵活性的需求及可获得的程度。同样，可以考虑多个方法来确保在未来需要时有足够的灵活容量可用。长期资源充足性和灵活性是系统规划的重要考虑因素。由物理和制度因素组成的多种方法和组合（包括远期容量市场、辅助服务市场和其他市场结构）的效力已得到证实。利用安全约束的经济调度的最先进分析方法，对未来灵活性需求和各种市场（和技术）结构进行评估，结合复杂的可靠性分析，从而为物理和制度市场发展的讨论提供了重要的见解。应仔细考虑市场设计的意外后果，如激励发电装置在能源市场提供频率响应的措施不一致（Ela 等，2012a），并在发现此类意外后果时予以缓解。

经证明，经济调度和辅助服务收购的市场解决方案在世界许多地方是行之有效的。能源市场提供的关键因素包括 (1) 大平衡区，(2) 快速能源市场，以及 (3) 激励发电商有效运作的措施。然而，市场并不完美，在美国和其他地方，有一个重要的文献库支持电力市场的公共监管。中国的发展道路可能涉及能源和辅助服务市场的开发，也可能另辟蹊径，为适应国家可再生能源目标所需的可靠、实惠的供电，提供系统灵活性的其他手段。可供选择的方案包括由中国国家电网公司和中国南方电网运行的类似市场的经济调度、一些形式的能源不平衡市场，¹⁶或与区域输电组织类似的完整结构。

¹⁶我们注意到，在美国实施的能源不平衡市场不包括机组组合协调，这可能导致经济效率低下。然而，能源不平衡市场可能是实现联合优化调度很好的第一步，为机组组合的未来协调奠定了基础，从而可能实现额外的成本节约和效率（如 E3 2015）。

参考资料

Abdul-Rahman, K., H. Alarian, M. Rothleder, P. Ristanovic, B. Vesovic, and B. Lu. 2012. “Enhanced System Reliability Using Flexible Ramp Constraint in CAISO Market.” *IEEE Power and Energy Society General Meeting Proceedings*, July 22–26, 2012, San Diego, California.

Bird, L., J. Cochran, and X. Wang. 2014. *Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States*. NREL/TP-6A20-60983. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Byrne, R.H. and C.A. Silva-Monroy. 2012. *Estimating the Maximum Potential Revenue for Grid Connected Electricity Storage: Arbitrage and Regulation*. SAND2012-3863. Albuquerque: Sandia National Laboratories.

CAISO (California Independent System Operator Corporation). 2011. “Opportunity Cost of Flexible Ramping Constraint: Draft Final Proposal.” Folsom, CA: CAISO. Accessed May 2014. <http://www.aiso.com/Documents/DraftFinalProposal-FlexibleRampingConstraint.pdf> .

———. 2014. “Flexible Resource Adequacy Criteria and Must-Offer Obligation: Market and Infrastructure Policy Draft Final Proposal.” Folsom, CA: CAISO.

———. 2015a. “Reliability Services Initiative – Phase 2 and Flexible Resource Adequacy Criteria and Must Offer Obligation – Phase 2: Issue Paper.” Folsom, CA: CAISO.

———. 2015b. “Before the Public Utilities Commission of the State of California: California Independent System Operator Corporation Deterministic Studies.” Folsom, CA: CAISO.

Cappers, P., L. Hans, and R. Scheer. 2015. *American Recovery and Reinvestment Act of 2009: Interim Report on Customer Acceptance, Retention, and Response to Time-Based Rates from the Consumer Behavior Studies*. LBNL-183029. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory. Accessed September 2015. <http://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-183029.pdf>.

- Cochran, J., D. Lew, and N. Kumar. 2013. "Flexible Coal: Evolution from Baseload to Peaking Plant." NREL/BR-6A20-60575. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Accessed June 2015. <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60575.pdf> .
- Cochran, J., M. Miller, O. Zinaman, M. Milligan, D. Arent, B. Palmintier, M. O'Malley, S. Mueller, E. Lannoye, A. Tuohy, B. Kujala, M. Sommer, H. Holttinen, J. Kiviluoma, and S.K. Soonee. 2014. *Flexibility in 21st Century Power Systems. 21st Century Power Partnership*. NREL/TP-6A20-61721. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- CPUC (California Public Utilities Commission). 2014. "Collaborative Review of Planning Models." San Francisco: CPUC.
- Denholm, P. and J. Cochran. 2015. "Balancing Area Coordination: Efficiency Integrating Renewable Energy into the Grid." NREL/FS-6A20-63037. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Denholm, P. and M. Hand. 2011. "Grid Flexibility and Storage Required to achieve Very High Penetration of Variable Renewable Electricity." *Energy Policy*, 39:1817–1830.
- Denholm, P. and S.E. Letendre. 2007. "Grid Services From Plug-in Hybrid Electric Vehicles: A Key to Economic Viability?" *Electrical Energy Storage – Applications and Technology Conference*, September 25, 2007.
- Denholm, P., E. Ela, B. Kirby, and M. Milligan. 2010. *The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation*. NREL/TP-6A2-47187. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Denholm, P., J. Eichman, T. Markel, and O. Ma. 2015. *Summary of Market Opportunities for Electric Vehicles and Dispatchable Load in Electrolyzers*. NREL/TP-6A20-64172. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Denholm, P., J. Jorgenson, M. Hummon, T. Jenkin, D. Palchak, B. Kirby, O. Ma, and M. O'Malley. 2013. *The Value of Energy Storage for Grid Applications*. NREL/TP-6A20-58465. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

- Drury, E., P. Denholm, and R. Sioshansi. 2011. "The Value of Compressed Air Energy Storage in Energy and Reserve Markets." *Energy* 36:4959-4973.
- Duignan, R., C.J. Dent, A. Mills, N. Samaan, M. Milligan, A. Keane, and M. O'Malley. 2012. "Capacity Value of Solar Power." *Proceedings of the 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 22-26 July 2012, San Diego, California. Piscataway, NJ: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). NREL/CP-5500-54832. Accessed July 2015. <http://dx.doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345429>.
- E3 (Energy and Environmental Economics). 2015. *Regional Coordination in the West: Benefits of PacifiCorp and California ISO Integration*. San Francisco, CA: E3. Accessed September 2015. <https://www.caiso.com/Documents/StudyBenefits-PacifiCorp-ISOIntegration.pdf>.
- EIA (U.S. Energy Information Administration). 2011. "Electricity storage technologies can be used for energy management and power quality." *Today in Energy*, December 14, 2011. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4310>.
- Ela, E., A. Tuohy, M. Milligan, B. Kirby, and D. Brooks. 2012a. "Alternative Approaches for Incentivizing the Frequency Responsive Reserve Ancillary Service." *Electricity Journal* 25(4): 88-102; Accessed March 2015. <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2012.04.015>.
- Ela, E., B. Kirby, N. Navid, and C. Smith. 2012b. *Effective Ancillary Services Market Designs on High Wind Power Penetration Systems*. NREL/CP-5500-53514. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Accessed June 2015. <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53514.pdf>.
- Ela, E., M. Milligan, A. Bloom, A. Botterud, A. Townsend, and T. Levin. 2014a. *Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation*. NREL/TP-5D00-61765. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Ela, E., V. Gevorgian, A. Tuohy, B. Kirby, M. Milligan, and M. O'Malley. 2014b. "Market Designs for the Primary Frequency Response Ancillary Service – Part I: Motivation

- and Design.” *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 29(1):421-431; NREL/JA-5D00-55356. Accessed May 2015. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2264942>.
- Ela, E., V. Gevorgian, A. Tuohy, B. Kirby, M. Milligan, and M. O'Malley. 2014c. “Market Designs for the Primary Frequency Response Ancillary Service - Part II: Case Studies.” *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 29(1):432-440; NREL/JA-5D00-55357. Accessed June 2015. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2264951>.
- EPRI (Electric Power Research Institute). 2014. *Metrics for Quantifying Flexibility in Power System Planning*. Palo Alto, CA: EPRI. Accessed June 2015. <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000003002004243>.
- EPSA (Electric Power Supply Association) v. FERC (Federal Energy Regulatory Commission)*. 2014. United States Court of Appeals for the District of Columbia Circuit, No. 11-1486. Decided May 23, 2014. Accessed March 2015. <http://www.ferc.gov/legal/court-cases/opinions/2014/11-1486.pdf>.
- ERCOT (Electric Reliability Council of Texas). 2014. “ERCOT Regulating Reserve Service Working Document – Work Session (4-11-2014)”. Taylor, TX: ERCOT. Accessed March 2015. www.ercot.com/content/meetings/fast/keydocs/2014/0411/Regulation%20Discussion%20Paper%20as%20of%2004082014_1140.doc.
- Eyer, J., J. Iannucci, and G. Corey. 2004. *Energy Storage Benefits and Market Analysis Handbook: A Study for the DOE Energy Storage Systems Program*. SAND2004-6177. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories. Accessed December 2014. <http://www.prod.sandia.gov/cgi-bin/techlib/accesscontrol.pl/2004/046177.pdf>.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 2011. “Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets.” Order No. 755. Washington, DC: FERC.
- . 2014. Docket Nos ER14-2850-000 and ER14-2851-000. Issued November 10, 2014. <http://ferc.gov/CalendarFiles/20141110183532-ER14-2850-000.pdf>.

- Figueiredo, F.C., P.C. Flynn, and E.A. Cabral. 2006. "The Economics of Energy Storage in 14 Deregulated Power Markets." *Energy Studies Review* 14:131–152.
- Goldman, C., M. Reid, R. Levy, and A. Silverstein. 2010. *Coordination of Energy Efficiency and Demand Response*. LBNL-3044E. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory. Accessed December 2014.
<http://emp.lbl.gov/sites/all/files/REPORT%20lbl-3044e.pdf>.
- Goodin, J. 2008. "California Roundup: Summary of DR Activity in California." 2008 National Town Meeting on Demand Response, June 8.
- Holttinen, H., A. Tuohy, M. Milligan, E. Lannoye, V. Silva, S. Muller, and L. Soder. 2013. "The Flexibility Workout." *IEEE Power and Energy Magazine*, Nov/Dec.
- Hummon, M., D. Palchak, P. Denholm, J. Jorgenson, D.J. Olsen, S. Kiliccote, N. Matson, M. Sohn, C. Rose, J. Dudley, S. Goli, and O. Ma. 2013. *Grid Integration of Aggregated Demand Response, Part 2: Modeling Demand Response in a Production Cost Model*. NREL/TP-6A20-58492. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Accessed December 2014.
<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58492.pdf>
- Hurlbut, David, Ella Zhou, Kevin Porter, and Doug Arent. 2015. *Renewables-Friendly' Grid Development Strategies*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Ibanez, E., and M. Milligan. 2012. "Impact of Transmission on Resource Adequacy in Systems with Wind and Solar Power." *Proceedings of the 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 22–26, 2012, San Diego, California. Piscataway, NJ: Institute of Electrical and Electronics Engineers. NREL/CP-5500-57685. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Accessed December 2014. <http://dx.doi.org/10.1109/PESGM.2012.6343955>.
- Ibanez, E., and M. Milligan. 2014. "Comparing Resource Adequacy Metrics." 13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems. Berlin, Germany. Nov. 11-13, 2014. NREL/CP-5D00-62847. Golden, CO:

National Renewable Energy Laboratory. Accessed March 2015.

<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62847.pdf>.

Keane, A., M. Milligan, C. D'Annunzio, C. Dent, K. Dragoon, B. Hasche, H. Holttinen, N. Samaan, L. Söder, and M. O'Malley. 2011. "Capacity Value of Wind Power." *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 26, No. 2, May (IEEE Wind Capacity Value Task Force paper).

King, J., B. Kirby, M. Milligan, and S. Beuning. 2011. *Flexibility Reserve Reductions from an Energy Imbalance Market with High Levels of Wind Energy in the Western Interconnection*. NREL/TP-5500-52330. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Accessed December 2014. <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52330.pdf>.

Kirby, B. 2012. "Co-Optimizing Energy and Ancillary Services from Energy Limited Hydro and Pumped Storage Plants." Palo Alto, CA: EPRI, HydroVision.

Kirby, B. and M. Milligan. 2005. *A Method and Case Study for Estimating the Ramping Capability of a Control Area or Balancing Authority and Implications for Moderate or High Wind Penetration*. NREL/CP-500-38153. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Accessed December 2014. <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/38153.pdf>.

Kiviluoma, J., M. O'Malley, A. Tuohy, M. Milligan, B. Lange, H. Holttinen, M. Gibescu, P. Meibom, A. Viguera-Rodriguez, and E. Gomez-Lazaro. 2010. "Impact of Wind Power on the Unit Commitment and Power System Operations." Ackermann, T., ed. *Proceedings of the 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, 18-19 October 2010, Quebec, Canada. Langen, Germany: Energynautics GmbH. NREL/CP-5500-54611.

Lannoye, E., D. Flynn, and M. O'Malley. 2012. "Evaluation of Power System Flexibility," *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2):922–931, May 2012b, doi:10.1109/TPWRS.2011.2177280.

- . 2014. “Transmission, Variable Generation, and Power System Flexibility,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1):57–66, Jan. 2015.
doi:10.1109/TPWRS.2014.2321793.
- Lannoye, E., M. Milligan, J. Adams, A. Tuohy, H. Chandler, D. Flynn, and M. O’Malley. 2012a. “Integration of Variable Generation: Capacity Value and Evaluation of Flexibility.” IEEE Power Engineering Society (PES); 2012. Summer Meeting. 2012a.
- Lew, D., G. Brinkman, E. Ibanez, A. Florita, M. Heany, B.-M. Hodge, M. Hummon, and G. Stark. 2013. “The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2.” NREL/TP-5500-55588. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Accessed December 2014. <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/55588.pdf>.
- Li, H., Z. Lu, Y. Qiao, and P. Zeng. 2015. “Assessment on Operational Flexibility of Power Grid with Grid-Connected Large-Scale Wind Farm.” *Power System Technology*, Vol. 39 No. 6: 1672-1678.
- Milligan, M. 2014a. “Market Designs for Efficient Wind and Solar Integration into the Bulk Power System.” EUCI: Fast Ramp and Intra-Hour Market Incentives, San Francisco, CA.
- . 2014b. “Sources of Flexibility for Wind and Solar Integration.” UVIG Short Course.
- Milligan, M., and B. Kirby. 2007. “Impact of Balancing Areas Size, Obligation Sharing, and Ramping Capability on Wind Integration.” NREL Report No. CP-500-41809.
<http://www.nrel.gov/docs/fy07osti/41809.pdf>
- . 2010a. “Market Characteristics for Efficient Integration of Variable Generation in the Western Interconnection.” NREL/TP-550-48192.
- . 2010b. “Utilizing Load Response for Wind and Solar Integration and Power System Reliability.” NREL/CP-550-48247.
<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/48247.pdf>.
- Milligan, M., B. Kirby, J. King, and S. Beuning. 2011. “The Impact of Alternative Dispatch Intervals on Operating Reserve Requirements for Variable Generation.”

10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants Proceedings, Oct. 25–26, 2011, Aarhus, Denmark.

Milligan, M., B. Kirby, R. Gramlich, and M. Goggin. 2009. *Impact of Electric Industry Structure on High Wind Penetration Potential*. NREL/TP-550-46273.
<http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46273.pdf>.

Milligan, M., B. Kirby, T. Acker, M. Ahlstrom, B. Frew, M. Goggin, W. Lasher, M. Marquis, and D. Osborn. 2015. *Review and Status of Wind Integration and Transmission in the United States: Key Issues and Lessons Learned*. (Supplement to the U.S. DOE Wind Vision). NREL/TP-5D00-61911. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Accessed September 2015.
<http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/61911.pdf> .

Milligan, M., E. Ela, B. M. Hodge, B. Kirby, D. Lew, C. Clark, J. DeCesaro, and K. Lynn. 2011. “Cost-Causation and Integration Cost Analysis for Variable Generation.” NREL Report No. TP-5500-51860. <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51860.pdf>

Milligan, M., E. Ela, D. Lew, D. Corbus, Y. Wan, B. Hodge, and B. Kirby. 2012b. “Assessment of Simulated Wind Data Requirements for Wind Integration Studies.” *IEEE Journal on Sustainability* 3(4):620-626.
<http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2011.2160880>.

Milligan, M., H. Holtinnen, L. Söder, C. Clark, and I. Pineda. 2012a. “Markets to Facilitate Wind and Solar Energy Integration in the Bulk Power Supply: An IEA Task 25 Collaboration.” NREL/CP-5500-56212. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/56212.pdf>.

Milligan, M., K. Clark, J. King, B. Kirby, T. Guo, and G. Liu. 2013. “Examination of Potential Benefits of an Energy Imbalance Market in the Western Interconnection.” NREL/TP-5500-57115. <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57115.pdf>.

Mills, A. 2008. “Valuation of Variability Mitigation Strategies for Wind and Solar Generation: Preliminary Analysis and Results.” UVIG Operating Impacts and

Integration Studies Users Group Meeting, October 1, 2008, Denver, CO. Accessed December 2014. <http://www.uwig.org/members/Denver2008/OIIS/Mills.pdf>

MISO. 2015. *MISO Monthly Operations Report to the Board of Directors Market Committee*. June 17th, 2015. Carmel, IN: MISO. Accessed July 2015. <https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Meeting%20Material/Stakeholder/BO D/Markets%20Committee/2015/20150617/20150617%20Markets%20Committee%20of%20the%20BOD%20Item%20004%20Monthly%20Operations%20May%202015.pdf>.

Monitoring Analytics. 2015. *2014 State of the Market Report for PJM: Volume 2*. Carmel, IN: MISO. Accessed September 2015. http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2014/2014-som-pjm-volume2.pdf.

NERC (North American Electric Reliability Corporation). 2010. *Flexibility Requirements and Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies*. Princeton, NJ. Accessed December 2014. http://www.nerc.com/files/IVGTF_Task_1_4_Final.pdf.

Olsen, D.J., N. Matson, M.D. Sohn, C. Rose, J. Dudley, S. Goli, S. Kiliccote, M. Hummon, D. Palchak, P. Denholm, J. Jorgenson, and O. Ma. 2013. *Grid Integration of Aggregated Demand Response, Part I: Load Availability Profiles and Constraints for the Western Interconnection*. LBNL-6417E. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory. Accessed December 2014. <http://eetd.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-6417e.pdf>.

Pfeifenberger, J.P., K. Spees, K. Carden, and N. Wintermantel. 2013. *Resource Adequacy Requirements: Reliability and Economic Implications*. The Brattle Group and Astrape Consulting. Accessed December 2014. <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/02-07-14-consultant-report.pdf>.

PJM. 2014. *The Evaluation of Demand Response in the PJM Wholesale Market*. Accessed July 2015. <http://www.pjm.com/~media/documents/reports/20141007->

[pjm-whitepaper-on-the-evolution-of-demand-response-in-the-pjm-wholesale-market.ashx](http://www.pjm.com/whitepaper-on-the-evolution-of-demand-response-in-the-pjm-wholesale-market.ashx).

Sioshansi, R., P. Denholm, T. Jenkin, and J. Weiss. 2009. "Estimating the Value of Electricity Storage in PJM: Arbitrage and Some Welfare Effects." *Energy Economics* 31:269–277.

SPP (Southwest Power Pool). 2009. "Three Nebraska Utilities Complete Transition to Southwest Power Pool" [Press release]. Accessed December 2014.
http://www.spp.org/publications/Nebraska_Uilities_Complete_Transition_to_SPP.pdf.

Stoft, S. 2002. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. New York, NY: IEEE Press & Wiley-Interscience, John Wiley & Sons, Inc.

Walawalkar, R., J. Apt, and R. Mancini. 2007. "Economics of Electric Energy Storage for Energy Arbitrage and Regulation in New York." *Energy Policy* 35:2558–2568.

附录

表 A-1 显示了在负荷最高的 20 个小时期间内的需求响应资源能力（作为容量供应的代表）。图 A-1 显示了一整年需求响应服务的价值。

表 A-1. 每年以及在需求最大的 20 小时期间，在科罗拉多州测试系统中提供电力的需求响应的可用性

提供能源的需求响应资源 ^a	每年			负荷最高的 20 小时	
	容量（平均值/最小值/最大值）[兆瓦] ^b	带约束的每年可用能源 [千兆瓦时] ^c	每年可用小时数 ^d	容量（平均值/最小值/最大值）[兆瓦]	负荷 %（平均值/最小值/最大值）
住宅冷却	10.9 / 0 / 108.7	38.8	5,390	55.1 / 41.3 / 72.2	0.4 / 0.3 / 0.5
住宅水暖	1.8 / 0.5 / 3.9	15.7	8,784	1.3 / 1.1 / 1.6	0 / 0 / 0
商业冷却	2.1 / 0 / 46.4	10.7	4,338	8.2 / 4.2 / 12.9	0.1 / 0 / 0.1
商用供热	2.2 / 0 / 25.5	3.8	8,390	0 / 0 / 0	0 / 0 / 0
市政抽水	1.7 / 0.4 / 3.8	2.1	8,784	2.1 / 1.7 / 2.7	0 / 0 / 0
污水泵抽	1.5 / 1.5 / 1.5	1.6	8,784	1.5 / 1.5 / 1.5	0 / 0 / 0
冷冻库	0.2 / 0 / 0.4	0.3	8,685	0.3 / 0.3 / 0.4	0 / 0 / 0
农业抽水	17 / 1.7 / 41.2	49.9	8,784	36.6 / 32 / 40	0.3 / 0.2 / 0.3
数据中心	8 / 8 / 8	11.7	8,784	8 / 8 / 8	0.1 / 0.1 / 0.1
总计^e	45.4 / 14.5 / 227.8	134.6	8,784	113.1 / 91.8 / 137.3	0.8 / 0.7 / 1

来源：Hummon 等，2013

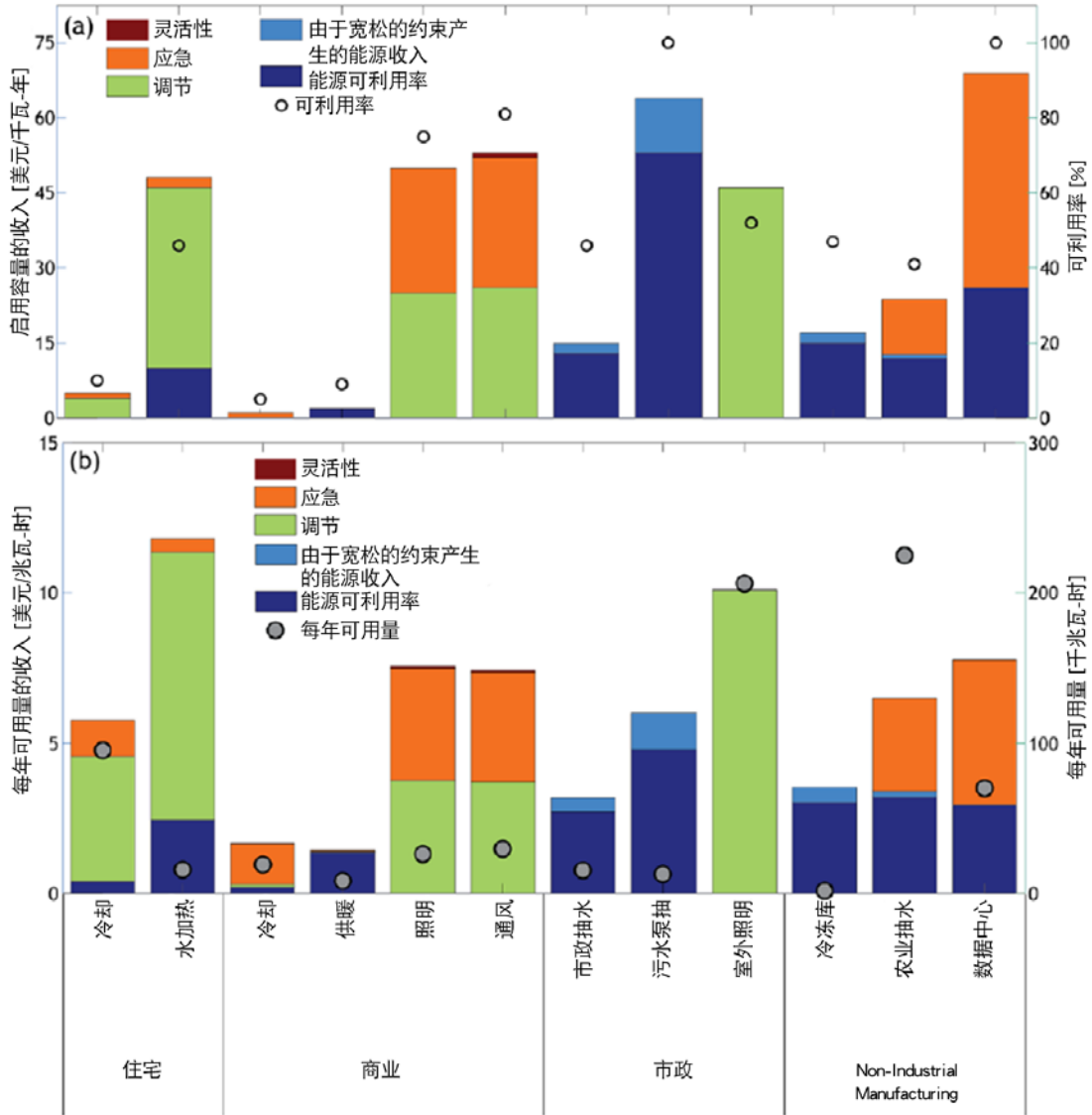


图 A-1. 日前市场的平均年收入 (左轴) (根据 (a) 总启用容量和 (b) 科罗拉多州测试系统中每种需求响应资源的年度可用量)

年度需求响应资源可用量 (右轴) 表示为 (a) 年度可利用率或 (b) 总年度可用量。

来源: Hummon 等, 2013