

低碳电力行业监管： 巴西，欧盟和美国的国际经验

2014 年 12 月

顾问报告

受世界银行委托撰写

由 Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) 资助



The Regulatory Assistance ProjectTM • 睿博能源智库

中国 • 欧盟 • 美国 • 印度

Beijing, China • Berlin, Germany • Brussels, Belgium • Montpelier, Vermont USA • New Delhi, India

北京市朝阳区建国门外大街19号国际大厦2504室 • 邮编:100004 • 电话: +86-10-8526-2241

CITIC Building, Room 2504 • No 19 Jianguomenwai Dajie • Beijing 100004 • phone: + 86-10-8526-2241

www.raponline.org

声明

世界银行和 *Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)* 的研究报告，用以展示世界银行对推动社会发展所做出的工作成果。本报告的原稿还未经正式编排，有些引用的资料或非正式文件，不便获取。本报告由世界银行委托顾问撰写，*ESMAP* 提供资助。本报告所提供的调查结果、解释和结论，未必反映世界银行执行董事或其代表的政府的观点，而属于作者本身，与世界银行，其附属机构，或者执行董事会成员所代表的国家，以及 *ESMAP* 没有关联。

世界银行和 *ESMAP* 不保证本报告所载资料的准确性，对因使用其中资料而产生的任何后果不负任何责任。本文所附任何地图的疆界、颜色、名称和其他资料，并不表示世界银行对任何领土的法律地位的判断，也不意味着对这些疆界的认可或接受。

鸣谢

Max Dupuy（睿博能源智库，以下简称 RAP）作为本报告的作者，协同以下作者共同撰写本报告：Riley Allen (RAP), David Crossley (RAP), Fritz Kahrl (Energy and Environmental Economics, Inc.), Kevin Porter (Exeter Associates), Rick Weston (RAP), 以及 Chris James (RAP)。何泉（RAP）在王轩的帮助下完成中文版的编辑和校译工作，Donna Brutkoski（RAP）协助完成英文版的编辑。

我们还感谢 Mike Hogan, Andreas Jahn, Jim Lazar, David Moskovitz, 彭喜明, Felipe A. Salcedo, 以及王晓平为本报告提供的宝贵建议。

本报告可在睿博能源智库网站免费下载：<http://www.raponline.org/region/china>

目录

声明	2
鸣谢	2
引言	5
1. 跨区域的主题与发展	6
1.1 低排放资源的规划	6
1.2 低排放资源的获取、定价和融资	6
1.3 可再生能源并网	7
1.4 电力调度	8
1.5 碳交易和碳价格	8
参考文献	9
2. 美国的经验	10
2.1 监管机构及其职能	10
2.2 电力行业的结构	11
2.3 电力行业规划	13
2.4 能效资源的获取、定价和融资	16
2.4.1 案例介绍: 加州电网公司的能效项目	17
2.4.2 收入监管, 电网公司激励及能源效率	19
2.5 可再生能源的获取、定价和融资	21
2.6 可再生能源并网	24
2.7 电力调度	27
2.8 碳交易与定价	28
2.9 当前的问题及其建议	29
参考资料	32
3. 欧盟的经验	35
3.1 机构及其职能	35
3.2 电力行业的结构	37
3.3 电力行业规划	38
3.4 能效资源的获取、定价和融资	39
3.4.1 案例分析: 英国供电企业的能效义务	41
3.5 可再生能源资源的获取、定价和融资	43
3.5.1 扶持资源	46
3.6 可再生能源并网	47

3.7 电力调度	50
3.8 碳价	51
3.9 当前的问题及其建议	52
参考资料	54
4. 巴西的经验	56
4.1 机构及其职能	56
4.2 电力行业的结构	57
4.3 电力行业的规划	58
4.4 节能资源的获取、定价和融资	61
4.4.1 公益基金的利用	62
4.5 可再生能源的获取、定价和融资	64
4.6 可再生能源并网	65
4.7 电力调度	65
4.8 碳价	66
4.9 当前的问题及其建议	66
参考资料	68
5 低碳电力行业监管：结语和对中国的建议	69
5.1 多种电力行业模式都可作为低排放模式	69
5.2 将能效视为电力行业的一种资源	69
5.3 管理可再生能源和辅助资源	70
5.4 电力调度	71
5.5 将碳价格纳入到其他减排政策中	71

引言

从全球来看，电力行业的排放占能源相关排放的比例高于三分之一，占煤炭消费的比例高于三分之二¹。无论监管程序、决策还是机制，均会对电力行业的投资、运作和排放量产生复杂而微妙的深远影响。尽管监管的许多方面并未明确旨在解决气候或环境问题，但其仍能对排放产生巨大影响。因此，有关电力行业的减排主题，需要对监管问题进行深入了解。本文将对美国、欧盟和巴西的电力行业监管的发展和趋势，及其与行业排放量之间的关系进行了介绍。因篇幅和主题的限制，本报告的论述内容会有所侧重，但我们会力求做到全面。鉴于中国国情和监管上面临的挑战，我们把重点放在中国读者关心的一些话题上。

本报告的前部分内容，是对上述三个地区的研究结果的概述，着重论述监管领域的主要发展和讨论议题，并介绍对于减排来说至关重要的“最佳实践”实例；后面的章节对各地区逐一进行了详细分析；在最后一章“结语”中，列出了一些对中国的建议。

在此，需对本文在论述监管问题中使用的术语作以解释。“监管”一词在不同国家中和环境下有不同的含义。尤其是电力行业的“监管”和“政策”之间并没有明确界线。我们对“监管”进行了广义理解，把大多数主管电力行业的政府部门都囊括进来，无论是政府机关、立法机构、政府授权的独立机构还是司法机构。这些机构可以采用多种形式进行监管，包括规划、标准制定、定价、成本批准、市场设计、激励机制设计、发放许可、监测和执行等。我们看到，不同部门之间的协调问题往往成为减排工作的一大障碍。

¹Ang 等, 2011; Nalbandian and Dong, 2013.

1. 跨区域的主题与发展

1.1 低排放资源的规划

文中提及的地区，其监管机构都积极参与了电力行业的规划，这种监管在很大程度上左右着电力行业的资源组合、运行成本和碳排放量。这些地区面临着同样的问题—如何调动充足的低排放资源、并保证充分的灵活性来支持可再生能源的发展。在美国、欧盟和巴西，电力行业均制订了相应规划，用以识别出能够满足可靠性、环境要求、排放限制和其他重要指标的资源，同时最大程度地降低成本和控制风险。然而，这些规划在综合性方面有很大差别。有些电力行业的规划全方位考虑了可用资源、所有成本及效益，将排放的社会（“外部”）成本也考虑在内，但国家层面或地方层面的规划仍显不足。本报告着重讨论电力行业规划的主题，包括充分考虑终端能效，将其作为一项成本效益高且丰富的资源，不仅非常有助于实现减排目标，而且可以显著降低消费者电费开支。

本文对美国的介绍中，将重点放在“综合资源规划”（IRP）上。目前这一规划在大多数州内以不同形式实行，取得了不同程度的成效。简言之，典型的 IRP 过程需要由电网公司在公开的程序下参与、并由监管机构监督，所有可用的供应侧和需求侧资源均在平等的基础上进行评估，这样，才能以最低的总社会成本制订出满足用户需求的规划。在许多州，这一规划带动了终端能效投资的增加，因为终端能效相比新建电厂是成本更低、更清洁的替代方案。一些地区（比如加州）已宣称将能源效率作为“优先资源”，要求电力行业在规划中包含“所有低成本能效”。然而尽管在这些州，要想把排放的外部影响完全纳入到规划中，并识别和利用所有低成本能效，仍有很多工作要做。

在欧盟，尽管政策上强调一个“自由化”的电力行业结构，但监管机构仍介入规划，目的是确定出想要达到的理想效果、设计出有助于实现预期效果的市场机制、监测效果、并在未能达到预期效果时对市场进行调整—虽然这个过程往往并不完善，且存有争议。虽然欧盟指令中规定的有关能源效率和节能服务的终端能效框架已很强大，但就直接成本与效益比较来讲，终端能效资源并没能很好地整合到其他资源（发电、输配电）的规划中。因此，存在这样一种风险（这种风险在有些地区已得到印证），在未来几年内，欧盟国家在能效上的投资可能会微乎其微，相反却会“过度建设”发电厂和基础设施。

作为发展中国家的一员，巴西面临着电力需求快速增长带来的挑战。该国已制订了透明的规划流程，并在识别和提供充足的供应侧资源（包括大量使用可再生能源、大幅扩充输电）、实现 99%电气化等方面取得了一定成效。巴西有政府支持的能效项目，且要求配电企业需满足终端能效指标，但是，能效资源并没有完全纳入电力行业规划中。

1.2 低排放资源的获取、定价和融资

依据规划中识别出的资源，调动投资到正确的资源组合，需高度重视监管、激励机制和市场设计。本文中使用了“资源获取”一词，旨在强调各种投资方案、规划和市场设计之间的联系。

1.2.1 能效资源

在本文讨论的所有地区内，政府将电网公司提供终端能效作为整体战略方针的重要组成部分，从而实现节能减排。这些电网公司的能效项目带来了成熟可靠的高性价比资源，避免了投资于供应侧发电和输配电的需求。另外，这些能效项目还被证实，可以低廉而可靠的减少发电产生的对水和空气的影响。事实上，在许多情况下，监管机构将这些项目视同于建设虚拟的“能效电厂”，这些能效电厂有助于以传统发电厂同样的方式满足预期需求。在美国一些率先开展项目的州，要求电网公司必须实现相当于其年度总售电量 2.5%的节能量，并正在考虑进一步提高这一比例。对电网公司提出的投资终端能效的

要求产生了一些重要问题，如公司的盈利与商业模式，此外，监管机构（尤其是美国）设计了一系列激励机制，将电网公司的利润驱动力与推广能效挂钩。

强制电网企业履行这些义务，无须政府拨款便可实现节能减排，同传统发电厂依靠投资实现节能减排一样，这种方法是通过用户缴费账单来获得节能资金的。比如，在英国，电力和天然气供应商履行义务的成本被视作“经营成本”，因此均反映在终端用户的电价和气价上。在美国加州，电网公司能效组合预算中的四分之一来源于“公共效益收费”（此项收费在用户账单中单列一项），其余部分来源于电网公司的资源采购资金，即原用于支付传统电厂和电网扩容的资金（也由终端用户埋单）。在巴西，起初所有的电网公司能效项目的资金均源自“公共效益收费”（与美国加州相似）。最近，电网公司已被准许通过与实施项目的工厂主进行绩效签约来回收在能效上的部分投资。电网公司回收的资金，可部分用于新的能效项目、部分用于降低电力用户的电价。

1.2.2 可再生能源

各种支持可再生能源投资的方法已在世界各地发挥效用。从美国、欧盟和巴西的经验不难看出，精心设计和认真实施要比选择“上网电价补贴”政策或者“可再生能源组合标准”等方法更为重要。

“上网电价补贴”（FIT）政策已在欧盟各国普遍采用，但在美国并不常见。这种方法要求零售商或电网公司（具体地说，是“负荷服务公司”）长期（通常为 15 至 20 年）购买符合条件的可再生能源技术的发电，购买价可采用固定价（通常等于预期生产成本加上利润，即平常所说的投资回报），也可以采用高于市场价格的溢价。近年来，由于可再生能源发电能力迅速提高和可再生能源的成本优势迅速提升等原因，一些欧盟国家修改、撤销甚至废除了 FIT。然而，如果 FIT 设计得当，效果是非常显著的。理想情况下，政府最好预先确定流程来时常更新 FIT，必要时对价格进行调整，比如对技术成本下降速度快于预期的情况做出及时反应。此外，有些地方还在定期自动减少 FIT 方面取得了成功。

另一种常用方案是“可再生能源组合标准”（RPS），它在美国运用的比较广泛（在欧洲应用时，常称之为“配额机制”）。要求“负荷服务公司”在售电量中提供最低标准或指定量的合格可再生能源发电量（在美国，“合格可再生资源”通常指水力发电以外方式）。RPS 相反于 FIT，强调的是电量而不是价格，但和 FIT 方法相同的一点是：细节决定成败。比如说，稳定性和明确性如何（因为频繁变化会有损于投资者信心）、是否明确规定哪些资源和技术符合 RPS 标准、覆盖面是否广泛（覆盖州内或国内所有电网公司和零售商）、是否经过了有效验证、是否执行力强，等等。

自早期采用了一个类似于 FIT 的机制之后，巴西政府目前通过拍卖长期合同对发电容量开发进行管理（包括水力和非水力可再生能源）。这是一套透明且具有竞争力的方法，包含了一系列保障措施，确保投标人具备技术能力和资金能力履行承诺的价格和交付条款。

1.3 可再生能源并网

本文所述的三个地区均面临同样的挑战：如何将大量快速增长的、来自可再生能源的发电进行并网。研究表明，可再生能源的高比例是可行且具有成本效益的，即使采用现有技术也是可以实现的。并网的战略包括创建更大的平衡区、增强输电能力、提高风能和太阳能预测能力、推进电网规范的制订与实施，分时定价，实施能源储备方案、缩短机组安排和调度时间间隔等。

与可再生能源获取（即投资）密切相关的是对充足的灵活资源的获取，以便促进可再生能源并网。这就需要监管方法及电网运营的变化与市场机制结合起来，促进转向更灵活的非可再生资源组合（包括需求响应），从而支持可再生能源的发展。因此，监管机构、电力行业和其他相关方，一直都在努

力开发这样的方法和机制。在欧盟自由市场和“重组”后的美国市场，有关这一话题的讨论主要集中在如何改进能源和辅助服务的市场定价、改革发电容量市场、改善电网运行，或在有些情况下，如何制定专门机制来推动灵活发电投资²。巴西在这方面也许一直没有什么压力，这是因为他们丰富（也比较灵活）的水力资源和非水力可再生资源之间可以充分互补。

1.4 电力调度

在既定发电资源组合的条件下，如何每日甚至每时调度这些资源，在很大程度上影响着碳排放量。此外，调度方法也会影响到投资决策、市场结果和规划过程。监管机构对调度模式的制定影响非常之大。在本文讨论的所有国家和地区（几乎所有主要国家也是如此），基本调度方法是依据可变成本对发电机组进行排序的，以便系统操作人员优先调用运行成本较低的发电机组。对电力行业的排放量尤其重要的一个因素是：包含在可变成本中的排放成本和其他外部成本，在优先排序过程中被考虑到的程度。

1.5 碳交易和碳价格

美国《清洁空气法案》于 1990 年初引入排放交易来解决二氧化硫排放问题，自此，排放交易（也称之为“总量控制与交易”）开始被世界各地采用，以解决各种污染物问题。欧盟于 2005 年推出了温室气体“排放交易体系”（ETS），美国的一些州也随之采用。发电产生的二氧化碳排放已成为所有温室气体排放总量控制与交易机制的核心问题。

在此值得一提的是，我们对 ETS 得出了如下研究结果：

- ETS 可以作为一套组合政策的“增援”措施，用以确保减排目标的实现。用来调动能效和可再生资源的相关政策也可以设计从而实现可靠的减排量，同时将 ETS 总量作为一项强制约束力。如此一来，无论其他政策的实现情况如何，ETS 总量都能确保达到减排目标。
- 由于市场失灵的因素，制定支持投资能效的政策甚为关键。尽管能效上投资通常具有高成本效益，但通常仍然需要较高的能源价格来激发对能效的投资。
- 相对免费的排放配额来说，拍卖排放配额具有很大优势：它能增加可用于社会效益的收入。美国东北部电力行业的“总量控制与交易机制”已成功地将拍卖收入“再循环”到终端能效项目中去，大部分由电网公司或其他公共服务机构负责管理。

² 参见 Hogan, 2012.

参考文献

- Ang, B.W., P. Zhou, and L.P. Tay (2011). Potential for reducing global carbon emissions from electricity production—A benchmarking analysis. *Energy Policy*, Volume 39, Issue 5, May, Pages 2482-2489, ISSN 0301-4215. Retrieved from <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.02.013>.
- Hogan, M. (2012). *What Lies Beyond Capacity Markets*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project. Retrieved from www.raonline.org/document/download/id/6041.
- Nalbandian, H. and N. Dong (2013). Coal to remain on top in global energy mix. *Energy Global*, July 31, 2013. Retrieved from http://www.energyglobal.com/news/exploration/articles/Coal_to_remain_on_top_in_global_energy_mix_294.aspx.

2. 美国的经验

在美国，各州的电力监管和节能减排政策有着很大的差异。通过本章的介绍，我们将择取一些实例，对美国各州在制定监管规章制度中所反映出的经验和教训进行讨论³。虽然我们有时也会谈到一些相对落后的州，但讨论的重点将放在那些最具创新性和节能减排最成功先进州的相关案例。

2.1 监管机构及其职能

图 1 概括了美国电力行业监管和政策制定的相关机构。虽然联邦政府也起了重要作用，但各州的公用事业委员会（PUCs）承担了大部分监管责任。各州的 PUCs 在法律上独立于政府其他部门（包括州和联邦政府），他们负责监督和审批零售价格，售电收入，采购和施工计划，以及由电力公司开展的终端能效项目⁴。各州的 PUCs 往往也会对电网企业和负荷服务公司执行环境目标的进展情况监测和执法，采用可再生能源组合标准-RPS（前一章有所介绍，并在下面详细讨论）等作为工具。从广义上讲，由 PUCs 监督所进行的监管是为了确保电网企业提供安全，充足和可靠的服务，保证服务的价格（或收入）合理，能够补偿被监管企业在对客户中所发生的成本（包括投资的回报）。监管部门和电网企业各自发挥的角色定位，是经过了一系列的法律决策才确定下来。

在美国以及其他国家，电力监管的一个重要特点是，这种监管形式会鼓励一种也许利于或者不利于消费者和公众的长远利益的管理模式。实际上，政策制定部门和监管部门已经认识到，“一切监管都应该是激励性的”，至少按照“最佳实践”案例，电力监管部门本身最重要的工作就是让盈利性的电网企业的行为与社会和环境目标统一起来。

各州监管机构的主要任务是利用上述的标准来确定价格。这项工作的另一个方面是为电网公司提供恰当的激励机制，使得企业的行为符合电力行业政策的总体目标。近几十年来，政策制定部门已经改变了对电网企业的监管方式，纠正消极因素，并提供正向激励，鼓励电网企业投资开展终端能效项目。

联邦法规，诸如《联邦电力法》和《清洁空气法案》等，为联邦政府规定了一些监管权力和监督职责。美国的联邦能源监管委员会（FERC）有权对各州之间贸易的电力传输和电力批发制定价格、条款和条件。已经通过的立法以及随后的 FERC 法令，给予了该委员会更大的权力，负责管理参与电力批发交易的输配电线路⁵。FERC 还负责监督水电大坝的安全许可，天然气和石油管道运输价格和服务等⁶。

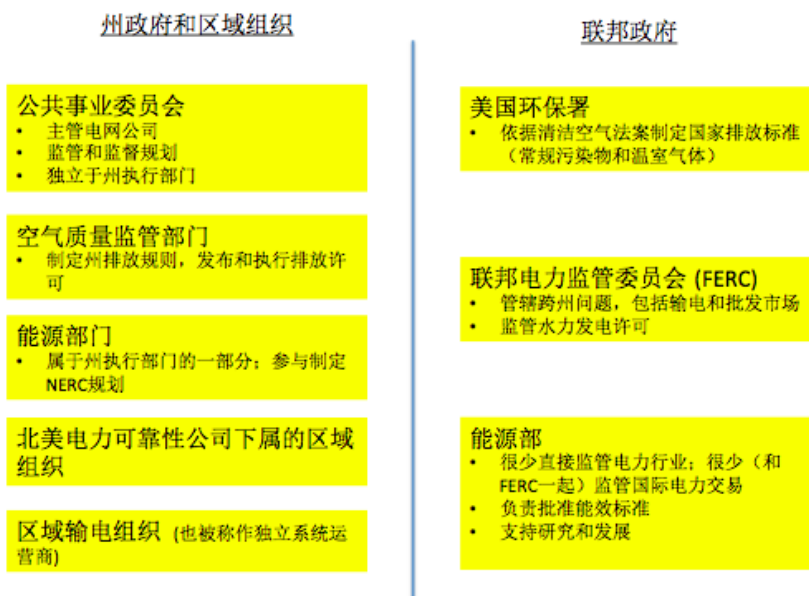
³ 详情请见 Lazar, 2011.

⁴ 注意，公用事业委员会的职责也有些例外情况，约 75% 的美国电力消费由私人拥有的盈利性电网企业提供，被称为投资商所有制的电网公司，它们都由 PUCs 监管；剩下的部分要购买市政电网企业、各种公共小区发电站、以及一定程度上自行定价不受各州价格监管的电力合作企业的供电。

⁵ 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*, April 24, 1996, <http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/order888.asp>. (联邦能源监管委员会，通过公共电网公司自由接入输电网络，促进批发电力市场竞争，1996 年 4 月 24 日)

⁶ Lawrence Greenfield, *An Overview of the Federal Energy Regulatory Commission and Federal Regulation of Public Utilities in the United States*, December 2010 (Lawrence Greenfield, 联邦能源监管委员会及其美国联邦公共电网公司监管规章制度介绍)

图 1: 美国电力行业有关的重要机构



根据《清洁空气法案》，美国环保局（EPA）规定移动和固定排放源的空气质量标准。2007 年，经最高法院裁定，二氧化碳属于一种污染物，因此能够根据《清洁空气法案》由 EPA 对其进行监管。2013 年 9 月，美国环保局提出了新建天然气发电机组和燃煤电厂的碳排放标准⁷。2014 年 6 月，美国环保局颁布了现有电厂的碳排放标准（详情请参见 2.9 节）。由于缺乏关于温室气体排放的新立法，这些《清洁空气法案》的排放标准已经成为电力行业减排的一个重要机制。

美国环保局对危险和非危险气体的排放，如二氧化硫，氮氧化物，臭氧，挥发性有机化合物和汞等，均出台了排放标准。规定各州的空气质量监督部门必须制订和贯彻落实计划，保证排放达标。美国环保局负责审阅和批准这些计划。如果某个州不打算实行联邦清洁空气法案的要求，该州的空气质量部门也必须负责推出本州的实施计划⁸。

2.2 电力行业的结构

美国电力行业的产业结构特点是，成立了众多的区域电网公司，这些公司的大小不同，纵向结构程度各异，也有很多其他特点，但在美国的大多数地区，电网公司通常被认为就是配电公司和售电企业，像规划过程规定的那样（见下文），它们获得电力资源，并在某个特定的地理区域为客户提供服务。

通过打破垂直一体化的电网公司，引入竞争性批发和零售市场，形成“重组后”的电力行业，其重组的程度在美国的各州也有很大差别⁹。上世纪 90 年代末之前，美国以垂直一体化的电网公司为主，通常不跨州运行。自那时以来，美国出现了产业模式的多样化。在西部地区 and 东南部各州，垂直一体化的

⁷ U.S. Environmental Protection Agency, 2013 Proposed Carbon Pollution Standards for New Power Plants, <http://www2.epa.gov/carbon-pollution-standards/2013-proposed-carbon-pollution-standard-new-power-plants>. (美国环保局, 2013 新建发电厂碳污染物排放标准)

⁸ See US Environmental Protection Agency, *Understanding the Clean Air Act*, <http://www.epa.gov/air/caa/peg/understand.html>. (见美国环保局, 关于清洁空气法案的说明)

⁹ 在美国，重组是一个常用的术语，实际上，它非常类似于欧洲常用的“自由化”一词。

电网公司仍占主导地位，而且仍然有很多单一电网企业的平衡区。在东部，中西部和加州，在某些情况下电网企业剥离了发电业务，加入了跨多个州的电力批发市场。这些市场由独立系统运营商（ISOs）运作和经营¹⁰。图 2 描述了在不同州各种产业分割的状态。

图 2: 美国电力行业的业务细分

业务细分				代表性州
G	T	D	R	
G-T-D-R				阿拉巴马, 亚利桑那, 佛罗里达, 爱达荷, 科罗拉多, 犹他, 蒙大拿, 新墨西哥, 肯塔基, 密西西比, 内华达, 俄勒冈, 华盛顿
G	T-D-R			PJM (维吉尼亚, 西维吉尼亚); SPP (包含阿肯色, 路易斯安那, 密西西比, 密苏里, 内布拉斯加, 新墨西哥, 俄克拉荷马和德克萨斯州的部分或者全部), 堪萨斯, 内布拉斯加, 俄克拉荷马; MISO (包含阿肯色, 北达科他, 南达科他, 印第安纳, 伊利诺伊, 威斯康星, 明尼苏达, 密歇根, 密苏里, 内布拉斯加, 路易斯安那以及密西西比州的部分或全部), 加利福尼亚
G	T-D		R	PJM (特拉华, 马里兰, 新泽西, 俄亥俄, 宾夕法尼亚); ERCOT (德克萨斯)

缩写说明: G = 发电, T = 输电, D = 配电, R = 零售; PJM, CAISO, MISO, SPP, 和 ERCOT 为区域输电组织和独立系统运营商。

需要注意的是，有些州虽然决定不实行这种特定意义下的“重组”概念，但在控制电力行业的成本，降低发电排放的主要监管任务方面，仍然做得非常成功，富有创新性。正如我们将在下面章节看到的，监管方面一些“最佳实践”的例子，有的来自那些没有实行重组的州（如华盛顿州），有些已经暂停了重组进程（如加州）。

电网公司获取规划过程认可的资源可以有很多不同的方式（或各种方式的组合），在某种程度上取决于该州的监管模式。正如上面提到的，一些电网企业（在未经重组的州）的结构是垂直一体化的，即他们自建发电厂，或者通过严密监督的招标过程，根据长期合同从独立的发电公司收购电力¹¹。在经过重组后的州，电网企业可以选择从竞争性批发市场买电 – 即便在这些州，很多电网公司往往也通过

¹⁰ 美国也有“区域输电组织”（RTOs）的叫法，但广义上，他们非常类似于 ISOs。

¹¹ Hibben et al., 2011.

签订长期合同，按照约定的价格从发电厂业主那里购买电力，以防范价格波动的风险¹²。在认为终端能效是一种资源的州，电网企业通常负责获取能效资源的项目。这些能效项目在降低成本和节能减排方面取得了很大成功，但即使在节能工作优秀的州¹³，仍有很多机会继续扩大项目规模。

在美国，发电的动力包括煤炭（占 2012 年发电构成比例的 37%）、天然气（30%）、核电（19%）和水电（7%），可再生能源发电，如风电和太阳能发电的比例在不断上升。最近出现的一个争论是，如何来设计市场和激励机制，以提供需要类型和足够量的容量资源来支持各种可再生能源发展¹⁴。

在美国的大多数州，零售业务，包括市场营销和客户收费，均被视为垄断服务。在这些州，终端用户没有选择权，只能从他们本地区的电网公司购电。然而，有 15 个州（以及哥伦比亚特区）允许零售企业通过竞争来争取客户¹⁵。在这些州里，电网企业为所有用户提供配电服务，并在大多数州提供一种“默认”式的零售服务。州立监管机构也负责监督这些职能。其他公司提供竞争性的零售服务，但这些服务不受监管。由于电网公司只服务配电地区的一部分用户，资源规划就变得比较复杂，对于监管机构如何还能保证落实全面的规划，包括将能效作为一种资源，也一直存在很大的争议¹⁶。

2.3 电力行业规划

电力行业的监管与规划密切相关。按照一种精心设计的规划过程，实现监管部门、电网企业、以及其他相关方之间的合作，对于低碳电力行业的发展至关重要。在美国，无论“重组”的程度如何，也不论零售和批发市场的开放程度怎样，电力行业的规划对于所有的州都非常重要，这是因为决策部门需要保证他们制定的政策能够实现设定的目标，并以尽可能低的社会总成本来实现这些目标。虽然在规划的综合性方面、在规划过程中监管机构与相关方的合作方式方面，各个电网企业和各州之间存在着很大差异，但所有的电网公司和零售企业都按照某种形式的长期规划来运行，以期获得资源为客户提供服务，包括对用户最基本用电需求的预测。

虽然美国有很多种编制规划方法，本节重介绍“综合资源规划”（IRP）的概念。这种规划开始于 20 世纪 80 年代，现已成为实现节能减排和成本控制的一种重要工具。美国的大多数州都以各种形式实行这一规划，如图 3。

¹² 未经重组的州也是如此，但这些州的电网公司是某个有组织的电力批发市场的成员，即，在未经重组的州，纵向结构的电网公司可通过从电力市场上短期购电，来购买一定比例的所需的电力

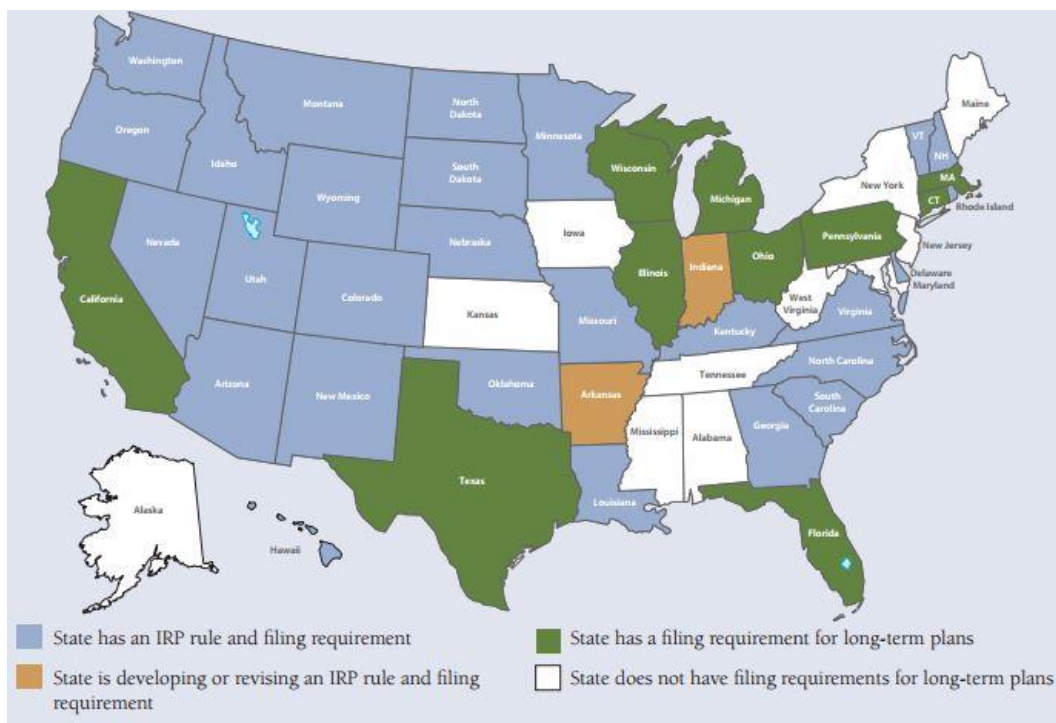
¹³ Molina, 2014.

¹⁴ 见睿博能源智库（2012），超越容量市场，摘自网站：<http://www.raponline.org/featured-work/beyond-capacity-markets-delivering-capability-resources-to-europes-decarbonised-power>.

¹⁵ 这一“取消监管”开始于 1990 年代，见 US EIA (2010), *Status of Electricity Restructuring by State*. Retrieved from www.eia.gov/cneaf/electricity/page/restructuring/restructure_elect.html.

¹⁶ 对这些问题的更多信息，请参见 SEE Action (2011), *Using Integrated Resource Planning to Encourage Investment in Cost-Effective Energy Efficiency Measures*.

图 3: 美国的综合资源规划



资料来源: 睿博能源智库, 2013. 详见报告: www.raponline.org/document/download/id/6608.

IRP 的主要思路是制定一套成本效益好的计划, 通过在平等的基础上对已有的电力供应侧资源和电力需求侧资源进行比较, 以满足用户的需求。将需求侧资源, 尤其是将终端能效资源纳入电力行业的规划, 带动了更多的节能投资, 这是因为终端能效通常比新建电厂更经济、更清洁。在那些没有零售竞争的州, 每个电网企业负责本服务地区的所有电力零售, IRP 在某种程度上更直截了当。在零售市场重组后 (即市场开放) 的州, 虽然每个服务地区允许多家零售企业与电网公司竞争, 但也实行了综合资源规划。在这些州, 供应侧和需求侧资源的整合实际上更是电网公司提供的固定“默认”服务, 除了提供输配电服务外¹⁷, 还继续收购捆绑的供应侧资源。然而, 某种形式上重视输电和配电系统的 IRP 还整合了能效和需求侧资源, 以便在配电系统中进行投资的管理或决策。

IRP 方法的基本内容 (见图 4) 有:

- 预测基线峰值和能源需求;
- 确定可用资源及成本。资源种类可包括常规发电厂、终端用户能效, 以及对配电和输电线路的投资。成本可包括外部成本, 如碳排放及其常规排放成本。
- 找出符合预测需求的成本效益最好的项目组合;
- 通过情景分析和灵敏度分析, 分析风险。风险可能包括燃料价格、外部成本、负荷增长, 以及水力条件等各种风险因素;

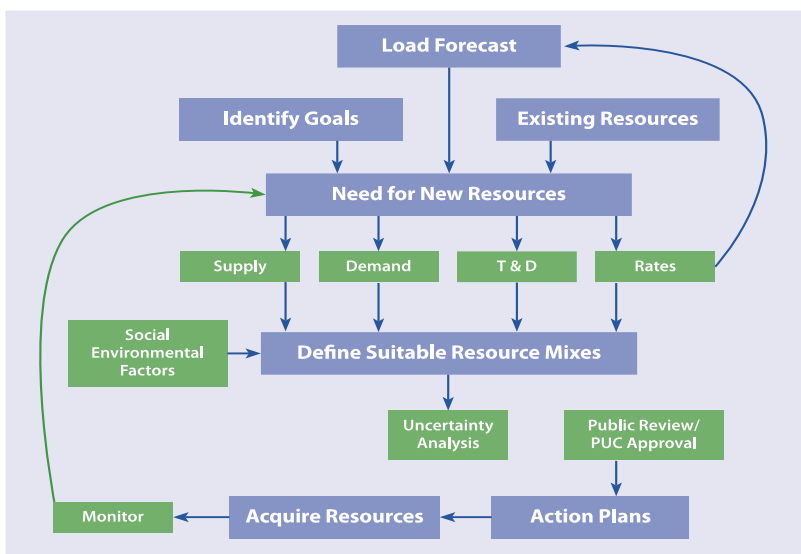
在实行这种综合资源规划方面, 并非所有的州都做得好, 还有许多工作要做, 以确保需求侧管理的各种方法以及外部成本都得到充分的考虑。

¹⁷ State and Local Energy Efficiency Action Network, 2011. (美国各州和地区节能行动网, 2011)

美国西北电力与节能委员会（NPCC），负责领导该地区四个州的综合资源规划工作：华盛顿州，俄勒冈州，爱达荷州和蒙大拿州¹⁸。自 1980 年 NPCC 成立以来，该地区的规划方法逐渐成熟，但从一开始，这个委员会工作就是按照法律的要求考虑各种资源利用相关的全面成本，包括环境成本。此外，规划过程中需要按照法律要求来看待能效，不只是把它作为一个资源，而是一种“优先”的资源¹⁹。

NPCC 委员会成立以来，已经颁布了 6 项规划。2010 年规划着眼于如何面对成千上万种可能的资源组合方式，并考虑每种组合的总体（内部和外部）成本。为了应对风险，该委员会要做的工作是，面对成百上千种假设情景，按照 20 年的规划期，对成本的变化情况做出预估。2010 年规划的结论是，85% 的基线需求的增长可以通过提高能效来实现²⁰。

图 4: 综合资源规划流程图



资料来源: 睿博能源智库, 2013: <http://www.raonline.org/document/download/id/6608>.

美国输电系统的规划通过与北美电力可靠性公司（North American Electric Reliability Corporation）相关的八个地区公司进行协调，使公司获得授权制定可靠性标准，联邦能源监管委员会负责对跨州际的输电系统进行监督。该委员会与区域输电组织（RTOs）、独立系统运营商（ISOs）、以及负责全美所有平衡区的各平衡区电力运营商紧密合作²¹。此外，不同电网公司制定的综合资源规划之间还存在着一些重叠，越来越多的规划也把输电资源考虑了进来。输电设施有些属于公共财产，也有一部分为私营企业所有。在美国有些地方，输电规划做的不好，部分原因是由于规划过程中行业特殊利益群体的权力作祟，有时阻碍了支持可再生能源和减排的低成本电网的发展。对于区域输电组织之外的各州和电网企业，往往会抵制用区域性规划的办法来编制输电系统规划。根据当地的实际情况，增加输电量通常有利于交易量较大的地区，这样会使输电成本较高的地区费用有所下降，同时也可能会使得成本较低地区的费用上升，即使总体成本有所下降。由于历来输电工程的审批权都在当地政府，这让那些对

¹⁸ 详情请见 NPCC, 2011。请注意，在大多数情况下，要求该地区的电网公司制定并向本州的 PUC 上报电网企业的 IRP。该 PUC 委员会的规划对指定这些电网企业的 IRP 将起到重要的参考作用，也成为评估的依据。

¹⁹ 地区规划过程的立法依据可参考 <http://www.nwcouncil.org/reports/poweract/>。

²⁰ 该区域规划的更多细节，及有关 IRP 概况的信息请参见：睿博能源智库 (2013)，政策建议，Lamont and Gerhard 2013 www.raonline.org/document/download/id/6368, Taylor et al, 2012 www.iipnetwork.org/IIP_resource_acquisition。

²¹ 详情见 National Council on Electricity Policy (2004), *Electricity Transmission: A Primer*. (美国国家电力政策委员会 (2004)：电力传输：初级读本)

本身不利的那些州可能延缓审批合理的输电工程。因此改进（涉及多州的）区域性输电规划为电力行业向前发展供了一条光明之路。

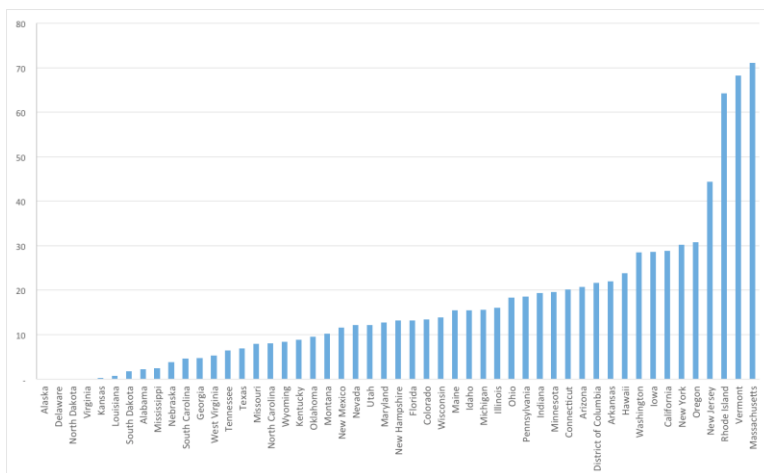
输电规划方面近期的一项重要进展是 2011 年通过的一项 FERC 法令（Order 1000 of 2011），要求输电规划做到以下几点：1）需要征求所有公共利益相关部门的许可；2）需要考虑输电规划应该如何支持可再生能源、能效和环境保护的“公共政策”目标；3）考虑“非输电的替代方式”，包括终端能效和需求响应，以便经济有效地取代输电项目建设。

2.4 能效资源的获取、定价和融资

在美国，不论联邦政府还是州政府，均从 20 世纪 70 年代开始，制定和实施终端用户的能效政策与项目，目的主要是为了应对石油价格高涨的冲击。从这个时期开始，一系列联邦立法设定了电器和设备的能效标准，为商用建筑物规定了设计规范，同时为推进这些标准制订了管理办法²²。随后，联邦立法还涉及节能建筑规范、低收入家庭能效、以及能效税收抵免等政策。

20 世纪 80 年代初，许多州的能源监管机构开始要求电网企业帮助客户提高能效。自 80 年代中期，电网企业开展的能效项目成为美国节能改造的一个重要机制，2012 年美国全国节能改造项目的投资约为 60 亿美元²³（参见图 5 和 Dones et al.2013.）。电网公司开展的节能项目大多从美国能源成本较高的地区开始，如新英格兰，上中西部地区和加州，以及西北太平洋地区，尽管西北太平洋地区过去的能源成本较低，但已经通过强调能效的区域综合资源规划，对电网进行管理。

图 5: 各州年度人均电网公司能效项目投资强度
(按 2013 年度预算额, 单位美元)



资料来源: Consortium for Energy Efficiency and US Bureau of the Census

州政府的监管通常要求电网企业以尽可能低的成本为客户提供节能服务。这使得电网公司开展能效项目有利可图，因为开发各种节能资源要比现有的供应侧方案成本更低²⁴。有时，受监管的电网企业从

²² 这项立法包括：能源政策与节能法案1975；节能与能源生产法案1976；能源政策法案2005。 *Energy Policy and Conservation Act 1975 (Public Law 94-163)*; *the Energy Conservation and Production Act 1976 (Public Law 94-385)*; and *the Energy Policy Act 2005 (Public Law 109-58)*.

²³ Downs et al., 2013.

²⁴ Molina, 2014.

需求侧资源的投资中获得的收益，与供应侧投资效益基本一样。另外，电网企业可能由于完成或超额完成节能指标而获得奖励，也可能因未完成指标而受到罚款。

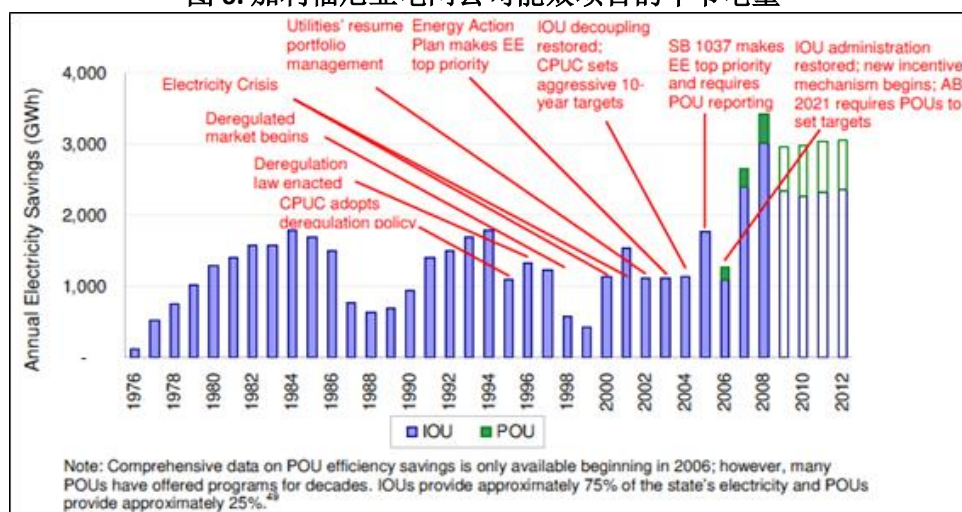
成本效益是美国电网公司开展节能项目的首要目标。虽然公众对能效的需求、客户服务和环境目标也都是重要的驱动力，但所有能效项目必须达到成本效益好的节能效果，以满足业界对最低成本的要求。为了保证成本效益，独立的项目评估机构要根据严格的效益/成本准则对能效项目进行审核，按照节能措施的寿命周期，对能效项目产生的节能效果进行考核，并对照安装节能措施的成本费用进行比较。

美国的“能效国家行动计划”（National Action Plan for Energy Efficiency）²⁵是一项公私合作项目，于 2006 年 7 月推出，目的是通过天然气企业、电力公司、监管机构以及其他合作机构的协同努力，建立一种国家对提高能效工作的推动力。在美国这样一个大多数政策都是出自州一级的国家里，这一国家级的行动计划对于促进能效工作的意义非常重大。该计划由 60 多家领先的燃气公司和电网公司、州政府、能源消费者、能源服务供应商、环保团体、以及能效组织代表组成的一个多样化的领导小组负责，由领导小组找出影响能效项目投资的关键障碍，提出克服这些障碍的政策建议，并对引起更广泛关注、促进更大节能投资的政策和监管选择方案进行总结。

2.4.1 案例介绍: 加州电网公司的能效项目

加州是电网企业开展能效项目最成功的一个例子。在加利福尼亚州，开展能效项目可以追溯到 20 世纪 70 年代，通过四十年的努力有了很大发展和进步（见图 6）。

图 6. 加利福尼亚电网公司能效项目的年节电量²⁶



在美国加州，无论投资商拥有的电网公司（IOUs）（以下称私营电网公司，译者注），还是公共电网企业（POUs），都在加州公用事业委员会（CPUC）和加州能源委员会（CEC）的监督下开展能效项目。这些委员会负责出台重要的政策和指导方针，制定全加州能效项目的年度节能降需指标，设定项目目标，并审批支出额度²⁷。

²⁵ 领导小组，2006。

²⁶ Martinez, Wang, and Chou, 2010.

²⁷ 美国节能经济委员会，2014

按照加州的法律，电网企业必须获取所有成本效益好的能效资源²⁸，CPUC 和 CEC 在识别机会方面发挥了积极的作用。电网公司开发跨所有经济部门客户的各种能效项目，覆盖住宅、商业、工业和农业等领域。

加州已经将能效作为采购新资源中优先级最高的能源资源。2003 年，CPUC 与 CEC 合作，颁布了首个能源行动计划（EAP）²⁹，以应对加州能源市场的危机，把它作为一个高级别、综合性的政策框架，以满足加州对能源和天然气的需求³⁰。该计划是一份“活”的政策文件，自 2003 年已经发布了两个后续的版本。

最初的 EAP 制定了一套“加载顺序”³¹，确定将来为满足加州的能源需求所要开发的能源资源。按照这一开发顺序，加州先要获取所有的成本效益好的能效资源，然后再转向开发具有成本效益的可再生资源，在此之后，才能利用传统能源来满足新的负荷需求³²。这一资源开发顺序政策于 2005 年以法规形式颁布³³，要求优先考虑能效，因为能效是成本最低、环境效益最好的首选资源³⁴。

2008 年，CPUC 公布了一份“加州长期能效战略计划”（*California Long Term Energy Efficiency Strategic Plan*）³⁵。该计划的编制由各主要电网企业以及 500 多个人和组织参与的合作项目完成。该计划制定了加州 2020 年及以后节能工作的路线图，路线图描绘了每个经济部门的愿景和目标，并确定了实现这些目标的具体战略。

CPUC 决策案 09-09-047 批准了 2010 年至 2012 年以支持这项战略计划的电网公司能效组合方案。尤其是，CPUC 要求私营电网公司负责管理全州范围的 12 个能效项目，项目贯穿这些电网企业的所有业务领域，也与某些本地项目和试点方案保持一致³⁶。全州范围的能效项目包括以下几种节能措施：住宅、商业建筑、工业、农业、新建设项目、照明、采暖，通风和空调、标准规范、电力需求侧管理整合与协调、劳动力的教育和培训、市场营销，教育和宣传、以及新兴技术应用。全州住宅能效项目提供多层次的配套方案，带动市级融资项目，联邦激励资金，以及加州能源委员会的相关计划，目标是为 120,000 个家庭实现节能 20%。

1996 年起，加州的各电网企业对用户电费帐单征收公共效益收费，用于投资电网公司的能效项目。这笔费用的征收标准约为 0.003 美元/千瓦时，上限不超过用户电费总额的 3%。这项公共效益收费没有得到 2011 年加州立法会的重新授权，而州长 Jerry Brown 指示 CPUC 在该费用到期之前继续将这笔资金用于这些能效项目。约四分之一的电网公司能效组和预算来自于公共效益收费，其余大部分的电网企业的能效项目则是来自电网公司资源采购资金，因此不受收费到期的影响³⁷。电网公司的资源采购预算资金，由在加州公用事业委员会之前审批的电价中回收。

²⁸ 加利福尼亚州议会，2006

²⁹ 加利福尼亚州，2003

³⁰ CPUC，2010.

³¹ 虽然“加载顺序”这一术语通常用于描述系统运营商为满足短期需求而进行的动态调度过程，而在加州，这一术语用来指电网公司进行长期获取资源的过程。

³² 加利福尼亚能源委员会，2005

³³ 加利福尼亚能源委员会，2005

³⁴ Hopper, Barbose, Goldman, and Schlegel, 2009.

³⁵ CPUC, 2008. 对最终的数据验证会有一个时间错后，这样，最后才能给出全部验证的数据。

³⁶ CPUC, 2009.

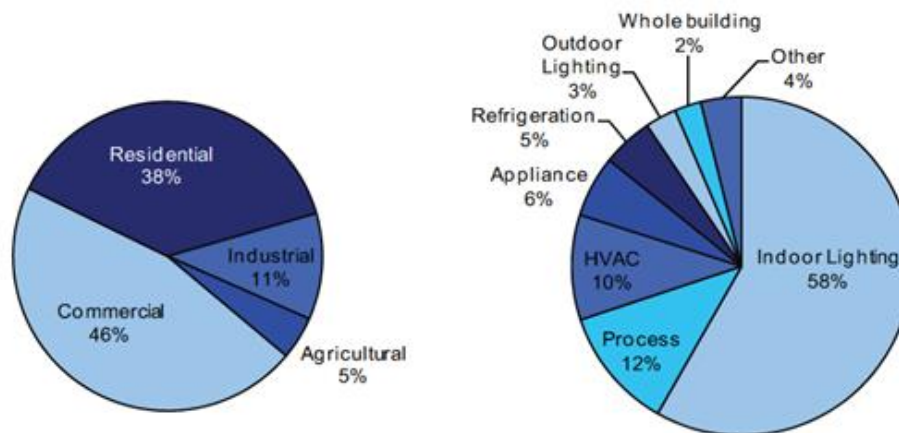
³⁷ 美国节能经济委员会，2014

2009年9月，加州公用事业委员会批准了一笔从2010年到2012年间31亿美元的私营电网公司能效项目预算，比前三年增加了42%³⁸。公共电网企业为2008-2009财年做出了1.5亿美元的预算。私营电网企业占据了大约79%的客户和73%的销售份额，能效预算的百分之四用于对能效效果的评估，测量和验证。

此外，2010至2012年间，有2.6亿美元资金拨给了政府实体，用于针对公共建筑的节能改造和创新型能效项目，1.75亿美元专门用来启动加州的各项计划，以帮助家庭和楼宇实现“零耗能”目标³⁹。

对于2006-2008年的项目周期，从私营电网公司电费收入中支出的21亿美元能效投资，为这三年期的项目参与者产生了超过6000GWh和1100MW的年度节能效果。在由项目参与者安装的能效措施的整个周期里，预计节能量超过66,000GWh⁴⁰。图7显示了详细分类节能效果图。

图7. 加州 IOU 能效项目 2006-2008 期间节电量 (GWh)⁴¹



2.4.2 收入监管，电网公司激励及能源效率

美国监管机构的核心职能是建立若干机制和规章制度，1) 让电网企业有机会获得足够的（但不过份的）收入；2) 制定居民消费价格，保证电网公司的收入；3) 规范电网公司和消费者的行为，使其符合公共政策目标，包括节能减排的目标。本节重点介绍对整个电力行业排放尤为重要的内容，即收入审批程序如何影响电网企业支持终端能效的积极性。

按照传统的做法，政府部门定期开展审查（也称为“价格审查”），并要求电网企业提供成本相关的信息，以便决定电网公司的总收入是否在可以允许的范围内，按照预计销售额，作为一种“较为合理”的投资回报率。具体地讲，传统的确定核准收入计算公式如下⁴²：

$$\text{核准投资额} \times \text{核准收益率} + \text{核准运行费} = \text{核准收入}$$

³⁸ CPUC, 2009.

³⁹ CPUC, 2009.

⁴⁰ CPUC, 2010.

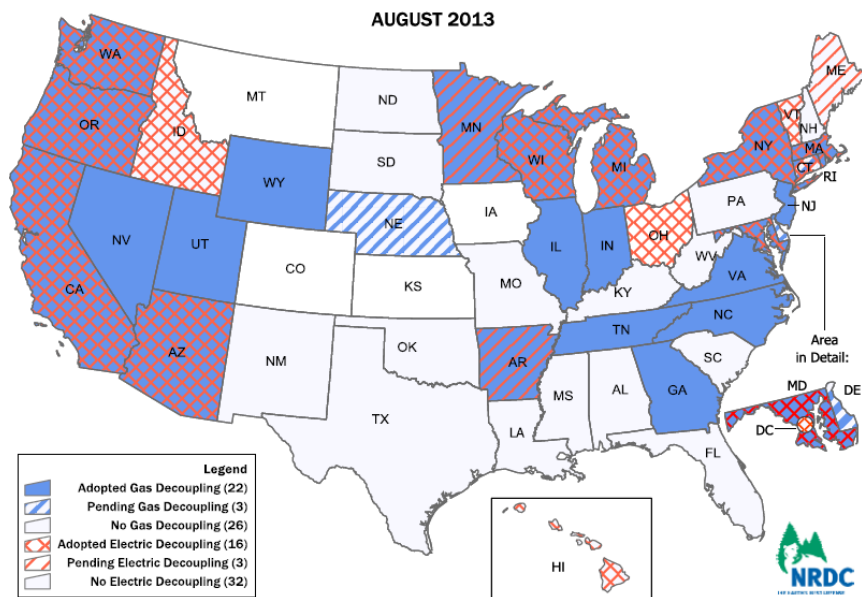
⁴¹ CPUC, 2010.

⁴² 在美国，“核准投资额”通常叫做“固定资产。”

之后，政府部门制定价格，当销售额按计划完成后，电网公司可以获得所核准的收入。在实际中，根据这种传统的方法，电网企业在两次价格审核期间的实际收入，可能会高于或低于核准的数字，这取决于实际销售额是否高于或低于预计销售水平。以这种方式，电网公司的创收和盈利是实际电力销售的一个功能，至少在两次价格审核期间是如此（这个期间可能有好几年）。在大多数行业中，这个功能是正常的，并没有引起人们的担心，但在电力行业，这种方式已经导致电力公司不愿意开展终端用户的节能工作，因为这会减少销售额⁴³。

从 20 世纪 80 年代末开始，美国的各个州对这种传统的方法进行了修改，以弥补开展能效项目所缺乏的激励政策。随着各州开始制定电网企业主导的能效项目（见 2.2 节），这项修改变得尤为重要。从广义上讲，这些州目前采取两种机制，有时两种机制并行。首先，“脱钩”机制打破了利润与售电量之间的关系⁴⁴。价格审核对电网公司成本审核以及核准收入的计算，依然与脱钩之前类似，不同的是，两次审查之间的零售价格可以向上或向下调整（基本上按照设定的一套公式自动调整），以保持电网公司的收入与核准的金额持平。在脱钩机制下，两个审查之间发生的由于实施了终端能效项目而导致的需求下降不再影响电网企业的收入。

图 8: 美国的能效脱钩机制



资料来源: 美国自然资源保护协会, <http://www.nrdc.org/energy/decoupling>

不过，脱钩只能去除开展能效项目的消极因素，它并不会鼓励电网企业将能效作为一种资源来进行投资。这正是第二种激励机制的出发点：具体而言，就是实施**财政激励政策**，鼓励电网企业对终端能效进行投资。一些州的监管委员会已经实施了若干财政激励机制，为完成终端能效项目具体指标的电网企业提供奖金。大部分激励政策都是基于“节能效益分享”的理念，将能效项目取得的一部分节能量奖励给电网公司，作为对开展高效能效项目的鼓励。

⁴³ 传统方式的激励效果还有其他一些情况，包括：1) 传统方式鼓励利益最大化的电网企业过度投资（即过批准的投资项目过多）；2) 电网公司不注重控制运行费，因为这些运行费很容易快能得到核准，并转嫁给消费者。

⁴⁴ 睿博能源智库, 2011.

科罗拉多州的节能效益分享激励政策为其他州开展此类项目提供了案例⁴⁵。根据 2007 年科罗拉多州的一项法律，要求该州公用事业委员会允许电网公司开展比其他投资更加有利可图的电力需求侧管理项目。该法案还确定了一项指标，到 2018 年，节能总量必须达到 2006 年售电量的 5% 以上。

按照委员会批准的科罗拉多州公共服务的做法，电网企业如果达到规定节能目标的 80% 以上，就可以获得奖励，奖励额度相当于在实现节能目标 80% 以外每节电 1% 将获得净收益 0.2% 的奖金，而实现目标 130% 的，奖金会继续增加到净收益的 10%（如果该电网公司达到 100% 的目标，它可以获得相当于净收益 4% 的奖励）。当实现节能目标 130% 以后每节电 1%，电网企业可获得净收益的 0.1%，达到目标 150% 的，最多可获得净收益 12% 的奖励。

在实施批准的需求侧管理计划以后，电网公司每年还可以获得税后 200 万美元的“不利因素补偿金”，这是朝着脱钩迈出了一步，但还不够。节能绩效激励政策，加上不利因素补偿金不能超过需求侧管理总支出的 20%。对未完成能效目标的企业没有处罚。

2006 年，加州的 CPUC 制定了鼓励能效投资的一套由三部分组成的机制。首先是成本回收机制，通过向所有电力消费者收取一笔系统效益费来筹集经费。第二部分是收入监管机制（脱钩），当销售收入下降时，对配电收入的净损失给与补偿。第三部分是一种节能效益分享机制，允许电网企业从客户产生的节能效益中，获得一部分净节能价值。

目前实施的加州节能效益分享机制称为“风险/回报激励机制”（RRIM），旨在根据私营电网公司完成加州公用事业委员会设立的降低客户对电力和天然气需求的目标情况，对其实行奖励或惩罚，从而在付费用户利益与与股东利益之间寻找到平衡⁴⁶。

对每个电网公司投资企业 RRIM 的计算，是基于它完成节能目标的情况，以及企业各种能效组合产生的经济效益。私营电网公司（IOUs）如果完成了 CPUC 节能目标的 80% 至 85%，就可以获得 RRIM 奖励，超过目标还可以获得额外奖励。假如只完成了 CPUC 节能指标不到 65%，则可能会受到惩罚。2006-2008 年项目期间，四家电网企业一起，总的可以发放的奖励基金上限为 4.5 亿美元（占总收入的不到百分之一）。项目安排了两次中期付款，第一次支付是在确认安装了节能措施和方案费用之后，第二次是经过评估，测量和验证（EM&V），根据实际节能效益来发放。奖励基金的百分之三十被预留下来，用于根据最终节能措施安装后的“真实”⁴⁷节能效果的 EM&V，对项目进行奖励。虽然这种激励一直存在争议，加州公用事业委员会已作出了有利于向电网企业提供大额奖励的决议，项目的节能表现一直依然强劲。

2.5 可再生能源的获取、定价和融资

美国各州已经建立了不同的政策框架，力争以成本效益好的、及时的、可靠的方式开发利用可再生能源资源，并提供必要的资金支持。最广泛采用的政策就是可再生能源组合标准制度（RPS），美国的 29 个州，以及哥伦比亚特区和波多黎各自由邦都实行了这一政策⁴⁸（加州的

⁴⁵ 气候行动合作伙伴 2010

⁴⁶ CPUC, 2007.

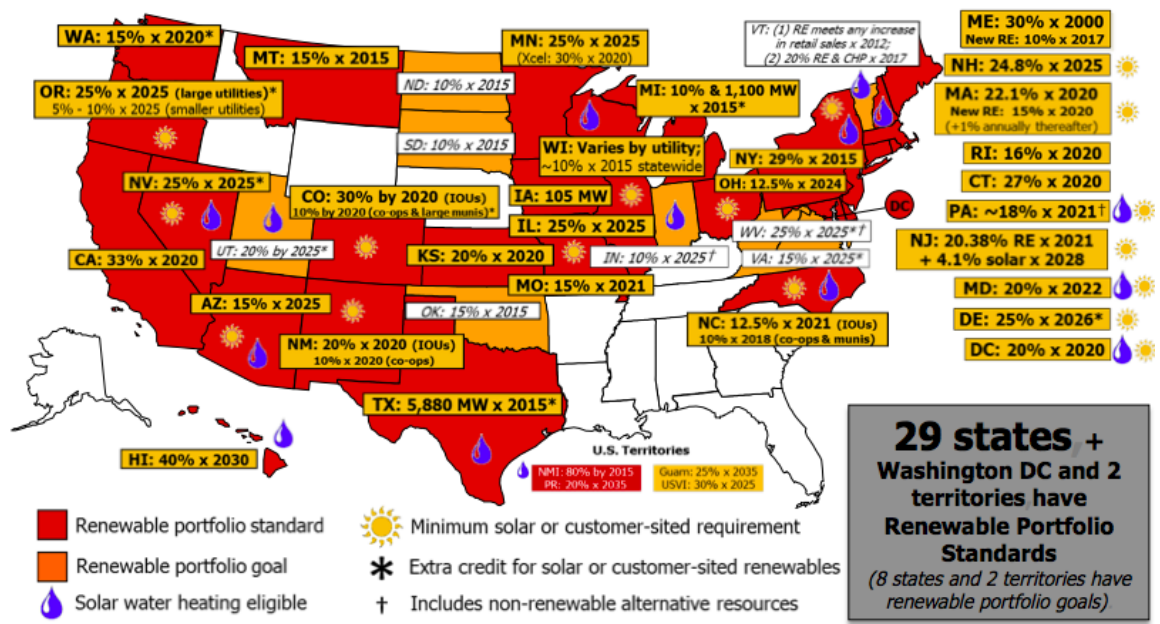
⁴⁷ CPUC, 2007.

⁴⁸ Barbose, G. (2014 年 9 月 22 日). *Renewables Portfolio Standards in the United States: A Status Update*. (美国的可再生能源组合标准现状报告)

Presentation at the National Summit on RPS, Clean Energy States Alliance, Washington, DC. Retrieved from (在华盛顿 DC 召开的全国 RPS 高峰会议及清洁能源各州联合行动会议上所作的报告): <http://www.cesa.org/assets/Uploads/Barbose.pdf>.

RPS 在下面进一步说明)。另外七个州和两个地区继续实行不具法律约束力的可再生能源目标⁴⁹。参见图 9。RPS 政策规定了电力供应商在零售电量中必须提供最低标准或指定量的合格可再生能源发电量。这些政策通常有配套的处罚或替代能源支付方案。如实行可再生能源信用额度 (Renewable energy credits)，一个额度相当于 1 MWh 符合条件的可再生能源发电量，额度可以在市场参与企业之间进行交易，通常构成各州 RPS 政策的一部分。这就是说，没有任何两个州的 RPS 政策完全一样，它们有许多差异，包括什么是合格的可再生能源技术，可再生能源需要达到的数量水平，谁必须遵守 RPS，州外发电厂的应对方法，执法机制，是否有费用上限，如何对待混合燃料发电，以及 RPS 达标的灵活性措施等。此外，根据不同的州，通过提高能效措施实现节能有时也计算在组合标准政策的指标内。

图 9: 美国的可再生能源组合标准



资料来源: Database of State Incentives for Renewable Energy (DSIRE): <http://dsireusa.org/summarymaps/index.cfm?ee=0&RE=0>.

对可再生能源的采购规定，如RPS往往规定得非常详细，如多层次合格技术的复杂政策，可再生能源合格条件（例如，规定来源和符合排放标准的生物质燃料），关于何时（在什么条件下）进行惩罚的条款，等等。为了限制电价的影响，各州也都制定了成本上限，如替代能源支付方案（通常对未完成部分按“美元/MWh”来支付，以代替必须实现的可再生能源发电量或证书），可以允许的零售价格影响上限，某些类特定用户的价格上限，允许的可再生能源合同价格上限，以及经济处罚也作为成本的上限等等。

总体而言，大的趋势令人鼓舞。由于美国州一级RPS政策的激励，导致1998年到2013年期间美国新增了51GW的非水电类可再生能源发电装机容量，均安装在实行了RPS政策的各州。据美国国家能源实验室

⁴⁹ REN21 (2014). *Renewables 2013 Global Status Report*. (可再生能源 2013 全球发展现状报告) Retrieved from <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>. Worldwide, 22 countries have adopted RPS or “quota” policies. (全世界有 22 个国家已实行了可再生能源配额制或配额政策)

的研究人员分析，如严格实行该政策，到2035年，各州RPS政策将刺激新增可再生能源装机容量98GW。此外，在18个RPS政策州的太阳能和分布式发电（包括哥伦比亚特区）已促使美国在2010年和2012年间增加了37%的光伏（PV）发电能力⁵⁰。

各州的RPS政策必须精心设计和实施，以实现增加可再生能源发电能力的预期的结果。成功的各州RPS政策有一些共同特征，包括以下几点：

- 对州内的所有负荷服务公司具有广泛的适用性，确保从RPS受益的客户支付同样的费用。
- 实现供求平衡，保证有足够大的约束力可增加可再生能源发电，无需非常麻烦地购买RPS指标。
- 保证RPS政策有足够的*时间和政策稳定性*，以便电网企业签订长期的合同和融资，防止RPS政策要求朝令夕改。这种事已在个别些州发生过，政府官员一再改变RPS目标和合格标准规定。反对者还质疑许多州的RPS政策，试图削弱或废除它们。
- 明确资源合格性规定，以避免有关哪些资源和技术符合RPS的模糊性，从而避免市场的不确定性和不稳定性。
- 明确外州资源的合法性，以尽量减少只利用现有的外州可再生能源来满足本州的RPS指标的可能性，同时根据美国宪法的州际贸易条款避免任何潜在的法律挑战。
- *可信的执法行动*，确保RPS规定得到执行，让投资商有信心投资新的可再生能源项目。
- *灵活的验证措施*，如证书跟踪系统，以尽量减少遵守各州RPS的成本。
- *有足够的达标灵活性*，比如允许可再生能源发电量或证书融资，帮助克服不可预知的供需市场条件，最大限度地减少RPS政策的合规成本。
- *签订长期合同*，由于可再生能源发电是资金密集型项目，长期合同允许资金成本可在较长的周期内分摊，从而降低成本⁵¹。

加州可再生能源组合标准是美国的一个最雄心勃勃的政策。该标准于2002年首次制定，同时适用于私营和公共电网公司。这一可再生能源组合标准随后做了法律修订，以满足到2020年实现33%的目标，2013年和2016年的中期目标分别设定为20%和25%。这项标准已被证明实现了到2013年可再生能源发电达到22.7%的目标，实际超额完成了20%⁵²。

可交易的可再生能源信用额度能够用于实现合规标准。为了解决与该项目有关的财务核算问题，美国加州加入了“西部可再生能源发电信息系统”⁵³。该州法律还允许监管部门（CPUC）要求购买法定标准33%之上的可再生能源发电量（加利福尼亚州有两个监管机构有管辖权，另一个是加州能源委员会）。监管机构的其他职能还包括以下内容：

- 认定可计入合规标准的合格的可再生能源资源。
- 制定跟踪和核查标准。
- 规定执法程序。
- 将未完成合规标准的电力公司报告给加州空气资源委员会进行处罚。
- 审查符合规定的价格恢复合同。
- 编制合同标准术语和条件。
- 制定合规准则。

⁵⁰ Barbose, 2014.

⁵¹ See Wiser, R., Porter, K., Grace, R., and Kappel, C. (2004). *Evaluating State Renewable Portfolio Standards*. (评估各州实行的可再生能源组合标准)

摘自网站 <http://emp.lbl.gov/publications/evaluating-experience-renewables-portfolio-standards-united-states>.

⁵² 详见：<http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/>.

⁵³ 详见：<http://www.wecc.biz/WREGIS/Pages/default.aspx>.

- 审查和批准电网企业的合规完成计划⁵⁴。

2.6 可再生能源并网

美国有几个州，特别是加利福尼亚，爱荷华，明尼苏达和德克萨斯州，风力发电占发电量的很大比例，在波动性电源（VG）并网方面正在积累宝贵的经验。并网的策略包括开展 VG 预测，提取现有发电厂的灵活性，找出新的输电需求，扩大平衡区，开展需求响应，以及储能技术等等。更快速的调度也是可再生能源并网的一个重要问题，将会在下面讨论。

2012 年 6 月，联邦能源管理委员会发布了 764 号令，其目的是消除影响 VG 并网的障碍。法令要求输电公司提供每小时的输电调度方案，供客户选择。法令还规定如果由输电公司进行 VG 预测的话，大型波动性发电厂的上网连接申请中必须向输电企业提供气象数据和事故停电数据。

实施 VG 预测：普遍认为，发电预测是波动性可再生能源并网的一个重要工具。在美国，所有的区域输电组织（RTOs），以及美国西部至少十几个电网公司都在使用这一工具⁵⁵。此外，美国的 RTOs 也在开展两个小时以内的短期 VG 持续性预测，以便对风电进行调度。持续性预测只是反映当前的 VG 生产情况，通常都相当准确⁵⁶。

提取现有发电厂的灵活性：美国西北太平洋地区 Iberdrola 可再生能源公司对已有的一家火电厂进行了改造，使其适应风力发电机组。加州独立系统运营商（CAISO）提出对备用容量要求进行修改，不只是考虑到资源充足性（是否有足够的发电能力或需求响应，以满足电力需求），而且还要考虑灵活性。此外，无论是 CAISO 还是中西部独立系统运营商（MISO）都在追求提供服务的灵活性。

提出新的输电需求：最好的 VG 资源通常远离城市，远离电力需求最大的地区，因此需要新建输电线路。虽然需要大量的前期投资，但降低了 VG 的运营成本，提供更多的竞争机制，通常会降低输电系统的成本。

美国德克萨斯州的“竞争性可再生能源区划项目（CREZ）”是一个致力于解决风电传输最重要的举措，大部分于 2013 年底完成。德克萨斯州公用事业委员会开展了一项由相关利益方参加的监管工作，选择了可再生能源比例较高的若干地区，连接到新建的输电线路。该 CREZ 项目包括近 3600 英里输电线路，可供 18500MW 风力发电并网。CREZ 项目共耗资 68 亿美元，比第一次估计高出 20 亿美元，部分原因是需要绕路改线所引起的 600 多英里额外的输电线路。由于实施了 CREZ 项目，德州电力可靠性委员会（ERCOT）报告称，德克萨斯州西部和其他区域之间的由于风电引起线路拥堵已基本消失。西部和北部枢纽之间的输电线路在 2011 年是最拥挤的，2012 年拥堵程度排到第三，但现在由于 CREZ 项目而退

⁵⁴ See Database of State Incentives for Renewables & Efficiency at （详见见州立可再生能源及节能优惠政策）：
http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CA25R&re=1&ee=0.

⁵⁵ Widiss, R., and Porter, K. (2014, March). *Review of Variable Generation Forecasting in the West*, National Renewable Energy Laboratory.（国家可再生能源实验室，西部地区波动性发电预报评估报告）
摘自网站：

<http://nrelpubs.nrel.gov/Webtop/ws/nich/www/public/Record?rpp=25&upp=0&m=1&w=NATIVE%28%27AUTHOR+ph+words+%27%27porter%27%27%29&order=native%28%27pubyear%2FDescend%27%29>.

⁵⁶ Ahlstrom, M., et al. (2013). Knowledge is Power, *IEEE Power and Energy Magazine*, November/December 2013.（知识就是力量，IEEE 电力和能源杂志，2013 年 11/12 期）

摘自网站：<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6636012>.

出了最拥堵的前 30 位⁵⁷。至少部分原因是由于 CREZ 项目。ERCOT 的 7GW 以上新建风电项目将于 2015 年底前在德州建成，其他 1318 兆瓦项目将在 2016 年上马⁵⁸。

随着越来越多的可再生能源接入电网，关于波动性发电并网问题的研究正在探索更多可再生能源并网的可行性，而输电系统将发挥关键作用。美国国家可再生能源实验室（NREL）在 2012 年发布的一份报告中，评估了到 2050 年从 30%到 90%之间按各种比例 VG 并网的技术可行性以及经济成本，以 80%的水平作为分析重点。该报告发现：

- 可再生发电技术如今已进入商业化应用，与更加灵活的电力系统相结合，足以满足全美国各地区 80%的每小时电力需求。
- 必须要通过电网储电、需求响应，灵活性常规发电，新输电线路的建设和改变电网运行方式等措施，来提高电力系统的灵活性。
- 相比传统发电的不断经营和发展，80%情景下存在着增量成本的影响，还不能完全由减少化石燃料的消耗所带来的成本下降所抵消。可再生能源技术的成本和性能的改善，对高比例可再生能源发电的增量成本影响最大⁵⁹。

2013 年，明尼苏达州立法机构要求，2014 年 11 月前完成一项可再生能源的并网研究，考虑 2030 年前将该州 RPS 比例提高到 40%，以及之后更高比例可再生能源的技术可行性。该法令要求，这项研究应包括制定一项概念层的 VG 并网输电计划，识别出发现的任何重大问题并考虑可能的解决方案。在明尼苏达商务部能源资源司的指导下，成立了一个由明尼苏达州多家电网公司组成的研究小组，包括明尼苏达独立系统运营商（MISO），Excel Engineering，和通用电气能源咨询公司，目前他们正准备一份研究报告。明尼苏达公用事业委员会要求该州所有电网企业都参与这项研究⁶⁰。

扩大平衡区：监管机构、政策制定部门和其他相关方一直在努力扩大平衡区，特别是在美国的南部和西部地区，这些地区的平衡区过去一直相对较小。扩大平衡区具有几个优点。首先，它们可以减少负荷波动性；其次，他们降低风电和太阳能发电不稳定性；第三，较大的平衡区允许接入更大的作为平衡和电源储备的发电群；第四，减少波动性意味着需要更少的备用发电厂；最后还可以降低 VG 预测误差：一项研究表明，通过聚集跨平衡区的多个风电场可将预测误差降低 30%到 50%（相比于单个或地理上集中在一起的发电厂的风电预报）⁶¹。

一项国家可再生能源实验室和通用电气的联合研究评估了在美国西部地区集成更大规模风电和太阳能发电的可行性，通过建模发现，如果将美国西部地区划分为 5 大区域，而不是目前的（大约）三十几个平衡区管理部门，由于减少了备用电场的需要，可节省 17 亿美元（按 2009 年的美元价值）⁶²。

⁵⁷ Micek, K. (2014). Texas CREZ Program Eases Wind Congestion, *Megawatt Daily*, January 21, 2014.（德克萨斯 CREZ 项目缓解风电拥堵现象，2014 年 1 月 21 日）

⁵⁸ Carr, H. (2014). ERCOT Sees 7,000 MW of New Wind by End of 2015, *Megawatt Daily*, May 5, 2014.（见到 2015 年底实现新增 7000MW 风电装机容量，2014 年 5 月 5 日）

⁵⁹ Hand, M.M., Baldwin, S., DeMeo, E., Reilly, J.M.; Mai, T.; Arent, D.; Porro, G.; Meshek, M.; and Sandor, D (2012). *Renewable Electricity Futures Study*, National Renewable Energy Laboratory.（国家可再生能源实验室：可再生能源发电的未来研究）摘自网站：http://www.nrel.gov/analysis/re_futures/.

⁶⁰ Minnesota Department of Commerce. *Minnesota Renewable Energy Integration and Transmission Study*.（明尼苏达商业局：明尼苏达可再生能源并网与传输研究）

摘自网站：<http://mn.gov/commerce/energy/topics/resources/energy-legislation-initiatives/studies-and-reports/minnesota-renewable-energy-integration-transmission-study.jsp>.

⁶¹ 见 Lew, 2011. 此外，据一个欧洲的例子，Holttinen (2012) 发现，将丹麦东部和西部的平衡区结合在一起，将增加 100km，并可总体上消除向前一天风电预报的误差至少三分之一时间。

⁶² See GE Energy (2010, May), *Western Wind and Solar Integration Study*, prepared for the National Renewable Energy Laboratory.（详见通用能源(2010 年 5 月)，美国国家可再生能源实验室：西部地区风电和太阳能发电并网研究）

MISO 公司称，2013 年通过改进电力调度，减少了辅助服务，以及其他因素，较大平衡区所产生的年度经济效益将达到 21 亿至 30 亿美元之间⁶³。

扩大平衡区，可以通过将多个平衡区合并成一个单一的平衡区，也可以通过共享备用或能源不平衡（energy imbalances）等虚拟的方式来实现。美国西南电网（SPP）首次使用了虚拟整合方式，2007 年实现了自愿参加的能源失衡的市场，2014 年 3 月，SPP 物理上合并到一个平衡区。虚拟整合方式也得到了美国西部地区的支持。加州 ISO 和服务美国西部 6 个州的太平洋公司（PacifiCorp）将于 2014 年 11 月启动一个能源不平衡市场，内华达的 NV Energy 公司将在 2015 年 10 月加入这一市场。

需求响应：作为电网运营商的一个重要的很经济的资源，需求响应日益受到政策制定者和监管机构的重视。需求响应项目正在迅速增长：例如，在美国的 7 大区域输电组织中，联邦能源监管委员会发现，2012 年期间需求响应贡献了 28 GW，相当于全美国高峰需求的 6%⁶⁴。北美电力可靠性委员会（NERC）估计，到 2023 年需求响应将再增长 3.3 GW，同期能效将增长 11.9 GW。NERC 发现，从全美国范围来看，需求响应贡献了年均电力总需求的 3.8%⁶⁵。

关于如何设计需求响应项目，以支持可再生能源并网的主要挑战包括⁶⁶：

- 不同时间段的零售价格，如实时定价，结合客户端的自动化和控制系统，对于支持波动性发电并网有着很大的潜力。
- 零售市场电价无法让电网公司或集合商对参与需求响应项目零售客户提供补偿。
- 负荷集合商促进住宅和小型商业用户的参与，但支持加入负荷集合商的政策美国尚未广泛流行。
- 许多地区的可靠性准则需要调整，以便使集合商或大客户能够提供需求响应服务。最好能扩大批发市场产品定义和市场规则，以允许需求响应提供（付费的）面向可再生能源发电上网的服务有利可图。

需求响应还可以包括在高比例 VG 时增加能源消耗，而这由电网运营商在不实行弃电的情况下是无法应付的。这种方法主要是利用储热技术，让发电的时间与能源服务供电时间脱开。电热水器就是一个很好例子，其中多余电力可用来将水加热到设定的高温，再与冷水混合后，不间断地提供同样质量和数量的能源服务（这个例子里即热水）。另一个例子是华盛顿州梅森县公用事业 #3 小区的试点项目，该项目对利用热水器的一项技术进行测试，在波动性能源发电机组进行发电时，利用热水器进行储能，为 100 个用户提供热水服务⁶⁷。

摘自网站：http://www.nrel.gov/wind/systemsintegration/pdfs/2010/wwis_final_report.pdf.

⁶³ See Midcontinent Independent System Operator (2014, February), *2013 Value Proposition*. (详见大陆中部独立系统运营公司，2014 年 2 月)

摘自网站：

https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Communication%20Material/Value%20Proposition/2013VP/ValueProposition_2013.pdf.

⁶⁴ See Federal Energy Regulatory Commission (2013, October), *Assessment of Demand Response & Advanced Metering* [Staff Report]. (详见联邦能源监管委员会 (2013 年 10 月，) 对需求相应与先进电表项目的评估报告)

摘自网站：<http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2013/oct-demand-response.pdf>.

⁶⁵ See North American Electric Reliability Corporation (2013, December), *2013 Long-Term Reliability Assessment*. (详见北美电力可靠性公司，2013 年 12 月，2013 年长期可靠性评估报告)

摘自网站：http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2013_LTRA_FINAL.pdf.

⁶⁶ P. Cappers, A. Mills, C. Goldman, R. Wisner and J. Eto (2011, October). *Mass Market Demand Response and Variable Generation Integration Issues: A Scoping Study*, Lawrence Berkeley National Laboratory. (劳伦斯-伯克利国家实验室：市场需求总体相应及波动性发电并网问题)

摘自网站：<http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/lbnl-5063e.pdf>.

⁶⁷ L. Schwartz, K. Porter, C. Mudd, S. Fink, J. Rogers, L. Bird, M. Hogan, D. Lamont, and B. Kirby (2012, May). *Meeting Renewable Energy Targets at Least Cost: The Integration Challenge*. (以最小成本实现可再生能源目标：并网的挑战)

储能技术：各种储能技术中既有老的技术（抽水蓄能水电站）也有新技术（电池，飞轮，以及压缩空气储能系统），为电网提供了多样化的好处，包括提供了替代配电、输电和发电系统的投资，提供比传统发电更加快捷精确的附加服务，提高了电网的弹性和可靠性，特别是在受电源质量扰动和停电影响的地区。储能技术还可以支持 VG 并网，但到目前为止，在美国储能技术还无法与 VG 并网的其他技术媲美，如灵活天然气发电或水力发电。

美国有约 25GW 规模的储能设施，抽水蓄能水电站占 95% 以上装机容量。抽水蓄能水电站大多用于利用峰谷电价差的优势进行错峰发电。其余 5% 包括蓄热，压缩空气，电池和飞轮等储能技术。

改进技术性能，提高成本竞争力，是储能技术研发的出发点。美国有约 200 个储能示范项目在取得进展，还有数百个项目处于规划和开发阶段。超过 2GW 的大功率储能项目已经征集方案。在美国 8 个州和波多黎各，储能属于 RPS 政策规定的合格技术。最后，加利福尼亚州要求投资商所有权的电网公司到 2020 年前必须采购 1.3GW 的储能电力，公共电网企业必须制定具有成本效益的储能指标。

储能技术面临的一个挑战是，虽然它可以带来多种好处，但不一定能在批发或零售市场上产生经济效益。这些好处包括能源套利，平衡服务，产生容量价值，延长配电系统设备折旧，以及减轻停电影响等。此外，个别储能技术的成熟度和商业开发前景的差异也比较大。最后，因为许多储能技术相对较新，环保管理部门、建筑、电力、消防法规和规章等对它们的安全性和可靠性还不放心⁶⁸。对一些新技术有这些担心并不奇怪，太阳能也曾经面临过这些相同的问题，随着储能技术容量的增加，积累更多的经验，这些担心自然会减轻。

2.7 电力调度

像本文讨论的欧盟和巴西一样，在美国，电力调度的目的是提高现有机组的利用率，即以最低的总运营成本满足负荷要求⁶⁹。一般来说，当系统的运行由边际（可变）成本来决定时，就达到了最优调度，也称为排序调度法。在这方面，“重组后”的州（包括实行电力批发市场）与未重组的州之间原则上没有区别，有的只是有些方法的不同⁷⁰。

首先考虑未经过电力市场重组的州。在只有一个垂直一体化电网公司的平衡区，通常由该电网公司负责调度。当有多个电网公司而且多种发电厂的所有权并存时，这些发电资源就“池化”了（共享），通常成立第三方企业（系统运营商）来负责进行调度。不管在哪种情况下，调度按照可变成本的估算来进行。

在电力市场重组后存在竞争性批发能源市场的地区，电力调度是根据投标价格进行的。基本逻辑是，在一个精心设计的系统中，出价的高低通常反映每个发电机组的可变运行成本。在所谓的“日前”的市

摘自网站：<http://www.raonline.org/featured-work/meeting-renewable-energy-targets-in-the-west-at-least-cost-the-integration>.

⁶⁸ T. Stanton, *Envisioning State Regulatory Roles in the Provision of Energy Storage*, National Regulatory Research Institute, 2014（国家监管研究院：发挥蓄能发电中的州监管作用）：

http://energystorage.org/system/files/resources/nrri_14-08_energy_storage.pdf.

⁶⁹ 发电厂调度是一个广泛的话题。本节的目的，以及后面对其他地区有关发电厂调度的讨论，是为了突出对中国读者非常重要的一些基本问题。由于篇幅限制，我们略去了对许多重要问题的讨论，包括技术细节，以及目前在美国仍有争论的问题。

⁷⁰ 需要注意的是，虽然优先调度法似乎已经实现了最大限度地减少整个系统的总运营成本，但如果不能将外部成本（主要是环境破坏）内部化，就不能断言这种调度方法是最经济有效的。只要有一些成本费用，如空气差，土地和水的污染，气候变化，损害公众健康等，没有以某种方式在调度（以及长远规划，投资决策）中给予重视和认可，从适当的最普遍意义下，将无法实现其经济效益。

场上，供应商（不一定是电厂业主）对第二天某时段可供电的电量和电价给出投标。这些出价按照这些时段根据预计需求量“堆叠”在一起（从低到高），并按满足需求的最高投标者的价格来清算⁷¹。这些拍卖的结果确定了次日的调度方案⁷²。所有出价低于或等于结算价格的发电厂将被调度并支付结算价。需要注意的是，由于批发市场的逐步完善可以提供更多种类的能力（特别是，提高了运行的灵活性，以支持更多可再生资源发电），差异化的产品市场和投标策略不断涌现，各种各样的复杂事情层出不穷。但是，基本的原理仍然没有改变：市场的目的保证电力系统按照经济、高效的最低成本方式运行。

更快捷的排序和调度一直是可再生能源并网的重要环节。美国的西部和东南部地区，电力调度和输电方案是按小时安排的。因为只允许发生特殊事件情况下改变调度方案，改变调度无法满足该小时内的电力需求变化。因此，输电公司必须准备足够的备用电力，以覆盖该小时可能发生的应急需求，即使只是很短的时间内。小时内输电调度可允许输电网对调度方案进行修改以更好地匹配负载，在这一小事内并保持较低的备用电力。FERC最近下令输电供应商建议采用，但不强制要求实行低于小时级别的调度安排。

相比之下，一些美国的区域输电组织按照五分钟间隔进行电力调度，使其他已有的发电厂也可以这样做以提高经济效益。这种方法显著减少了对发电厂调峰运作，也使电网运行更加高效。Xcel Energy公司的报告称，公司在中西部ISO市场上的平衡区内，在无需改变电网公司灵活性备用电源，而且不改变监管规定的情况下，只是通过5分钟调度法，风电从400MW增加到了1200MW⁷³。并网研究发现，实行更快的调度的地区导致了成本更低。对实行5-10分钟调度的区域输电组织地区的并网成本为每0-4美元/MWh，而按小时调度的地区的并网成本约为8-9美元/MWh⁷⁴。

2.8 碳交易与定价

虽然美国国会对提出的详细的国家立法进行了讨论，但美国并没有全国统一的碳排放价格体系。然而，美国一些州已经实行了“总量控制与交易”（也称为“排放交易”）体系。这些体系对这些州的电力行业排放正在产生显著的影响。美国的“区域温室气体减排行动”（RGGI）中，东北部地区九个州和加州都推出了碳排放交易制度。RGGI是碳交易和电力监管部门之间的相互作用的一个特别有用的例子，也是本节介绍的重点。

美国区域温室气体减排行动（RGGI）于2009年1月推出，规定了来自9个州地区所有大于25MW电厂的碳排放总量⁷⁵。这些州提出了开创性的、有效的排放交易模式，由州政府拍卖排放配额（而不是免费奉送），然后用财政收入来资助能效项目（主要由电网企业负责运作，见上面的2.3节）。

依据2005年12月由RGGI成员州签署的一项谅解备忘录（MOU）中达成的条款⁷⁶，由项目备忘录制定了

⁷¹每小时需求可以由一种或几种方法来决定。在某些市场中，需要曲线由管理部门决定，通常由系统运行商决定。其他市场让买家出价竞标，提出个小时需要买多少，按什么价格购买。这些竞价后“堆叠”（最高到最低）在一起，再与供电投标进行比较。当需求曲线（供方和需方投标堆栈）彼此交叉时，就可以进行市场清算（可能需要对总量有一些小的调整，因为按照市场规则，要求必须分别出价，或者按“块”出价，例如，按\$YY价格购买XX小时的25MW。买家或卖家可以按相同或不同的价格对多个时段竞价多次。

⁷²在许多情况下，会出现一系列的后续拍卖，使参与者细化他们在市场上的地位，以及拍卖方法或其他程序来采购各种配套服务。还有一种“按天”的实时市场，它可以允许进一步套利和不平衡交易。最重要的一点即是，由投标价格确定调度方案。

⁷³与 Stephen Beuning 的对话，2012年4月16日

⁷⁴ ISO/RTO Council, 2007.

⁷⁵ RGGI 的成员有康涅狄格州，特拉华州，马萨诸塞州，马里兰州，缅因州，新罕布什尔州，纽约州，罗德岛州和佛蒙特州。这些州占超过20%的美国国内生产总值。新泽西州于2011年退出了RGGI。

⁷⁶ 了解更多信息，请见 RGGI 项目概述：<http://www.rggi.org/design/overview>。谅解备忘录和修订条款可以下网站获取：<http://www.rggi.org/design/history/mou>。

一个稳定的总量控制指标，提出从2009年至2014年每年电力行业的CO₂排放总量不超过1.88亿短吨，而且这一排放总量从2015至2018年四年间以每年2.5%的速度减少。这种做法的目的是使得2018年排放量预算比最初的2009年预算低10%⁷⁷。

由于始料不及的经济增长放缓，加上出乎意料的低天然气价格（推动了煤和石油发电比例的降低）的共同作用，使得排放量远未达到上限。谅解备忘录要求运行五年后对这一项目重新评估，使得各州有机会应对这些变化的情况：2014年，按照2015-2020每年2.5%的下降轨迹，将2014年的总量指标大幅下调到每年9100万短吨，这一重新审视和调整的要求也是该项制度优点⁷⁸。

只有一小部分额度是免费发给发电厂的，其它在每季度举行拍卖会销售。虽然价格很低（有时只按照MOU制定的最低价出售），这已经征集了大笔收入，9个州前四年拍卖的总收入为9.84亿美元⁷⁹。虽然这一数字相对于在RGGI地区的人口规模并不算大（相当于每年人均6美元），但是和能效项目支出相比已经非常显著。为了便于比较，2009年人均能效投资只有11美元（所有美国各州的平均数）⁸⁰。政策实行的头四年，排放量均不超过总量上限。但因为实行了排放的最低价，这一制度还是创造了拍卖收入。因为收紧了RGGI排放总量，最近的拍卖收入开始增加。

RGGI是将排放交易的拍卖收入“再循环”到州和电网公司的能效投资项目的一个最好的例证。只有收入的约10%纳入各州的常规预算，其余全部再循环到RGGI项目。在RGGI运作的头四年里，再循环回收收入的分项支出包括：

- 65%用于各州和电网公司的提高能效项目；
- 6%用于发展可再生能源；
- 6%用于其他温室气体减排工作；
- 17%用于帮助低收入家庭；
- 6%用于项目管理⁸¹。

各州的这些百分比略有差异。有些RGGI州已经通过立法，规定了拍卖收入用于能效的最低百分比。例如佛蒙特州要求100%的收入应用于能效项目。

RGGI的收入再循环在降低普通消费者电费的同时，有效地专用于对低成本的能效资源的开发⁸²。从2014年往后，随着排放总量限额的不断缩紧，RGGI应该产生更多的收入，这反过来将继续支持能效工作。

2.9 当前的问题及其建议

美国现行政策讨论的焦点是环保局2014年6月提出的*清洁能源计划*。因为美国国会的反对通过立法限制温室气体排放，EPA根据清洁空气法案赋予的监管权限推动这项立法提案⁸³。美国环保局预计，该计

⁷⁷ RGGI 最初的区域年二氧化碳排放总量上限为 1.88 亿短吨，比 2000-2004 年期间年均区域排放高约 4%。

⁷⁸ 请见 RGGI (2012)项目概述: *Summary of Recommendations to Accompany Model Rule Amendments*. (配套模型规则修正案建议总结)

摘自网站: http://www.rggi.org/docs/ProgramReview/FinalProgramReviewMaterials/Recommendations_Summary.pdf.

⁷⁹ RGGI, 2014.

⁸⁰ Lazar, 2011.

⁸¹ RGGI, 2014.

⁸² Hibbard, et. al., 2011; ENE, 2014; RGGI, 2014.

⁸³ 议案及相关文件见 www.epa.gov. 本讨论摘自 James and Dupuy, 2014.

划到 2030 年在 2005 年水平上减少 30%来自电力行业的二氧化碳排放。该计划是美国向前迈出的重要一步，尽管同期内成本有效地实现更大规模的减排也是可能的。

根据该提案，美国环保署针对各州设定了强制性减排指标，各州可灵活制订达标计划，由美国环保署负责审批。美国环保署鼓励各州基于现有的州规划流程制订计划。大多数州已开始实施一些形式的供电“综合资源规划”，来发掘成本最低的资源组合（包括能效）、考虑各种排放的相关成本。

除了各州按照碳排放强度设定目标（即每 MWh 多少磅碳排放量），EPA 还设计了一套方法，可以通过多种控制措施计算碳排放强度。换句话说，该计划允许各州采用多种方法来实现他们的目标。每个州可将各种资源组合在一起，形成一套最具成本效益的组合方案（或称之为“最低成本”方案），包括：

1. **终端能源利用效率：**提案鼓励各州通过投资终端能效项目来替代火电厂建设，以减少电力行业的排放量，并明确认识到这类投资可实现零排放发电。各州可以利用经过验证的州电力行业能效项目所产生的节能量制定规划（在大多数州由电网企业管理，并受各州监管部门的监督）。这非常类似于中国的能效电厂（EPP）的概念，但是 EPA 将这一概念向前推进了一步，把能效电厂整合到详细和透明的碳减排电力规划中。EPA 希望所有的州都能够开展能效项目，每年节能量至少达到年售电量的 1.5%。美国的好几个州已经超额完成了这一指标。
2. **可再生能源：**通过投资可再生能源，也可以实现州指标。根据 EPA 计算，虽然 EPA 2030 年电力情景中风能和太阳能供电占比仍低于 15%，但每个州的可再生能源发电比例还有提升的空间。水力发电也会助力于州减排指标的实现，但因目前尚无合适的水力发电站址，因此 EPA 未计划新建水电站⁸⁴。
3. **调整调度（调整发电厂年运行时数）：**这一方案会导致燃气发电厂发生频繁调度（煤电厂相对少一些）。与火电资源相比，优先利用现有风能和太阳能资源。美国环保署在计划中要求，将燃气发电厂的平均容量系数从 2012 年的 44-46%提升到 2030 年的 70%⁸⁵。
4. **改善热耗率：**是指提升既有热电厂的效率。美国环保署预计所有电厂平均可提升 6%的效率。
5. **核电：**核电也有助于州减排指标的实现。但考虑到核电厂建设成本高，EPA 并不期待 2050 年前会有任何显著的核电建设工程。EPA 允许各州保留限额度，以保持现有电厂的运行。

EPA 的计算表明，从整个社会的角度看，规划产生的效益要远远超过规划成本。规划成本包括在新建可再生能源容量和能效措施上的投资，收益则包括减排带来的气候和健康效益以及节能产生的经济效益（例如不需要盖电厂的可避免成本）。重要的一点是，EPA 的计算不仅包括碳减排的效益（缓解的气候变化影响），还体现了减少的“常规”污染物（例如二氧化硫等空气污染物）排放，包括减少的臭氧前体物、微颗粒和汞排放。这些常规减排并不是项目的核心目标，但效益（特别是对人类健康的影响）非常显著，将这些效益计入项目效益中，并在项目设计中给予考虑，这样的做法非常好。实际上，EPA 的计算表明，即使不考虑缓解气候变化措施产生的效益，单论改善空气质量带来的公众健康影响（总效益高于总成本）就值得实施这一政策提案。表 1 总结了与 EPA 的主要情景之一相关的 EPA 成本效益计算结果⁸⁶。

⁸⁴ 过去 20 年里，美国的水电规模基本保持不变。但是，美国建设了许多新的抽水蓄能电站，共超过 50GW。这些蓄能电站的开发将使得波动性发电在电力总需求中占更大的比例。见 http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2012/07/NHA_PumpedStorage_071212b1.pdf。

⁸⁵ EPA 认为，各天然气发电厂可达到 87-92%利用率。

⁸⁶ 表 2 EPA (2014), *Carbon Pollution Emission Guidelines for Existing Stationary Sources: Electric Utility Generating Units*, 79 FR 34829. Retrieved from <https://www.federalregister.gov/articles/2014/06/18/2014-13726/carbon-pollution-emission-guidelines-for-existing-stationary-sources-electric-utility-generating>.

达标的总成本反映落实政策建议的总成本。具体而言，合规成本尤其包括了从煤电转向天然气发电的成本以及新建可再生能源的成本。另外，合规成本还包括能效成本（包括项目管理方和管理参与方的成本）。但是，EPA 的计算表明：能效措施的成本要比其他电力资源和减排方案的成本低得多。

表 1: 清洁发电计划情景的成本效益分析

气候效益	300 亿美元
空气污染治理（公众健康）效益	270-630 亿美元
达标总成本	88 亿美元
净效益	490-840 亿美元

规则制定和执行时间节点：

- 2014年12月1日前: 详细计划向社会公布，征求意见。
- 2015年6月: 完成最终细则方案并公布。
- 2016年6月30日: 向EPA提交州达标计划。
- 2030年: 实现EPA减排指标。

参考资料

- American Council for an Energy-Efficient Economy (2014). *State Energy Efficiency Policy Database: California*. Retrieved from <http://www.aceee.org/energy-efficiency-sector/state-policy/california/1575/all/191>.
- California Energy Commission (2005). *Implementing California's Loading Order for Electricity Resources*. Sacramento, CA: California Energy Commission. Retrieved from <http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-400-2005-043/CEC-400-2005-043.PDF>.
- California Legislature (2005). Senate Bill 1037 (SB 1037). Retrieved from http://www.leginfo.ca.gov/pub/05-06/bill/sen/sb_1001-1050/sb_1037_bill_20050929_chaptered.pdf.
- California Legislature (2006). California Assembly Bill 2021 (AB 2021). Retrieved from http://www.energy.ca.gov/sb1/meetings/ab_2021_bill_20060929_chaptered.pdf.
- California Public Utilities Commission (2007). *Interim Opinion on Phase 1 Issues: Shareholder Risk/Reward Incentive Mechanism for Energy Efficiency Programs*. Decision 07-09-043. San Francisco: CPUC. Retrieved from <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/33471B66-CCCB-4999-B727-CB02CBAB8734/0/D0709043.pdf>.
- California Public Utilities Commission (2008). *California Long Term Energy Efficiency Strategic Plan*. San Francisco: CPUC. Retrieved from <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/D4321448-208C-48F9-9F62-1BBB14A8D717/0/EEStrategicPlan.pdf>.
- California Public Utilities Commission (2009). *Decision Approving 2010 to 2012 Energy Efficiency Portfolios and Budgets*. Decision 09-09-047. San Francisco: CPUC. Retrieved from <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/A08D84B0-ECE4-463E-85F5-8C9E289340A7/0/D0909047.pdf>.
- California Public Utilities Commission (2010). *2006-2008 Energy Efficiency Evaluation Report*. Sacramento, CA: CPUC. Retrieved from <ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/energy%20efficiency/2006-2008%20Energy%20Efficiency%20Evaluation%20Report%20-%20Full.pdf>.
- Downs, A., Chittum, A., Hayes, S., Neubauer, M., Nowak, S., Vaidyanathan, S., Cui, C., et al. (2013). *The 2013 State Energy Efficiency Scorecard*. Report Number E13K. Washington, DC: American Council for an Energy-Efficient Economy. Retrieved from <http://www.aceee.org/node/3078?id=5169>.
- ENE (2014). *The Regional Greenhouse Gas Initiative: Performance To-Date and the Path Ahead*. Rockport, Maine.
- Foster, B., Chittum, A., Hayes, S., Neubauer, M., Nowak, S., Vaidyanathan, S., et al (2012). *The 2012 State Energy Efficiency Scorecard*. Document No: E12C. Washington, D.C.: American Council for an Energy-Efficient Economy. Retrieved from <http://aceee.org/node/3078?id=5121>.
- Hibbard, P., et al. (2011). *The Economic Impacts of the Regional Greenhouse Gas Initiative on Ten Northeast and Mid-Atlantic States*. Analysis Group. Retrieved from http://www.analysisgroup.com/uploadedFiles/Publishing/Articles/Economic_Impact_RGGI_Report.pdf.
- Holttinen, Hannele, and Hirvonen (2012). Power System Impacts of Wind Power. In *Wind Power in Power*

Systems, John Wiley & Sons, Ltd.

- Hopper, N., Barbose, G., Goldman, C., & Schlegel, J. (2009). Energy efficiency as a preferred resource: Evidence from utility resource plans in the western United States and Canada. *Energy Efficiency*, 2(1), 1-16. doi: <http://dx.doi.org/10.1007/s12053-008-9030-x>.
- ISO/RTO Council (2007, October 16). *Increasing Renewable Resources: How ISOs and RTOs Are Helping Meet This Public Policy Objective*.
- James, C., and Dupuy, M. (2014). *New US Policy to Reduce Carbon Emissions from the Power Sector*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project. Retrieved from <http://www.raponline.org/document/download/id/7274>.
- Lazar, J. (2011). *Electricity Regulation in the US: A Guide*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project.
- Leadership Group. (2006). National Action Plan for Energy Efficiency. Washington, DC: U.S. Environmental Protection Agency and U.S. Department of Energy. Retrieved from http://www.epa.gov/cleanenergy/documents/suca/napee_report.pdf.
- Lew, D., Milligan, M., Jordan, G., and Piwko, R. (2011, April). *The Value of Wind Power Forecasting*. Golden, CO: NREL. Retrieved from http://www.nrel.gov/wind/systemsintegration/pdfs/2011/lew_value_wind_forecasting.pdf.
- Martinez, S., Wang, D., & Chou, J. (2010). *California Restores its Energy Efficiency Leadership*. San Francisco: Natural Resources Defense Council. Retrieved from http://docs.nrdc.org/energy/files/ene_10030901a.pdf.
- Molina, M. (2014). *The Best Value for America's Energy Dollar: A National Review of the Cost of Utility Energy Efficiency Programs*. Research Report U1402. Washington DC: American Council for an Energy-Efficient Economy. Retrieved from <http://www.aceee.org/node/3078?id=5189>.
- Partnership for Climate Action (2010). *Efficiency Power Plant Policies in China: Lessons From International Experience*. RAP and Ernest Orlando Lawrence Berkeley Laboratory China Energy Group.
- Regional Greenhouse Gas Initiative (2014). Retrieved from <http://www.rggi.org>.
- Regulatory Assistance Project (2011). *Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application*. Montpelier, VT: RAP.
- State and Local Energy Efficiency Action Network (2011). *Using Integrated Resource Planning to Encourage Investment in Cost-Effective Energy Efficiency Measures*. Retrieved from <http://www.seeaction.energy.gov>.
- State of California (2003). *Energy Action Plan*. Sacramento, CA: California Energy Commission, California Public Utilities Commission and Consumer Power and Conservation Financing Authority. Retrieved from http://docs.cpuc.ca.gov/word_pdf/REPORT/28715.pdf.
- US EPA (2013). *Carbon Pollution Guidelines for Existing Power Plants: Emission Guidelines for Greenhouse Gas Emissions from Existing Stationary Sources: Electric Utility Generating Units* (EPA-HQ-OAR-2013-0602).

Washington, DC: EPA Office of Air and Radiation. Retrieved from <http://www2.epa.gov/sites/production/files/2014-06/documents/20140602tsd-ghg-abatement-measures.pdf>.

3. 欧盟的经验

3.1 机构及其职能

欧盟（EU）是由 28 个成员国组成的经济政治联盟，各成员国之间共享市场、政策和法规。欧盟委员会（EC）是欧盟的执行机构，对成员国政府行使的权力有限，但欧盟指令在对各成员国政策导向方面发挥着越来越重要的影响。在电力行业，出现了逐渐向集成化、全欧盟范围的具有协调一致行业规定的电力市场发展的趋势。目前这一市场具有各国监管框架不统一，实行各国和区域性的电力交换，以及由很多国家和地区性的电力公司拼凑而成等特点。

在能源和环境政策方面，欧盟指令设置了各欧盟国的可再生能源、能效和温室气体排放的指标，但允许成员国在实现这些指标方面有相当大的自主权。由于欧盟各国的能源资源状况差异较大，形成跨成员国的电力部门需要进行更大的整合，这对于经济有效地实现欧盟的环境目标至关重要。欧盟已承诺实现“2020 年气候与能源一揽子计划”，包括 1) 制定了具有法律约束力的指标，在 1990 水平的基础上减少温室气体排放 20%，完不成任务的要受到财政处罚；2) 按照具有法律约束力的目标，将欧盟终端能源消费中的可再生能源比例提高到 20%⁸⁷；3) 作为不具法律约束力的目标，欧盟将提高能效 20%。2014 年 10 月，欧盟领导人一致同意了一项 2030 年框架，包括在 1990 基础上再减少排放 40%。对于 2050 年目标，欧盟领导人已宣布承诺，将整个经济体的排放量在 1990 年水平上再削减 80-90%，并出版了一本 2050 年的路线图，以支持这一承诺⁸⁸。

自上世纪 90 年代末，欧盟一直致力于协调行业结构，为创建一个欧盟范围内的内部电力市场打好基础。欧盟指令要求所有成员国：建立一个竞争性的电力批发市场，开放电力零售业竞争，放开零售价格；实现输电、配电和发电三业分离；确保非歧视发电机组调度，并通过成立独立系统运营商，实现电网中无歧视的第三方准入；建立市场机制来分配输电能力，并成立专门的、独立性的能源行业监管部门⁸⁹。然而，尽管经过了近二十年的努力，欧盟的内部电力市场仍处于发展当中。在竞争性批发和零售市场，市场设计和功能，发输配系统拆分及不歧视的程度，政府对电力行业的参与度，以及监管的独立性和职能设置方面，欧盟各国之间仍存在明显的差异。

过去十年里，欧盟各成员国经历了监管制度和监管机制方面一定程度的趋同化。从历史上看，许多欧盟成员国的电力部门的监管工作都由政府部门来执行。在欧盟指令的推动下，各国政府纷纷成立了专门的独立于政府职能部门的能源主管机构。这些机构的主要职能通常包括：选定系统运营商，批准投资计划，为发电企业及输配电（T&D）设施发放经营许可证，市场监管，确保公平上网，制定输配电价，在某些情况下还制定零售价格等。虽然欧盟还不可能建设一套统一的监管体制，也不可能很快形成一个统一的电力监管部门，但欧盟委员会第三套能源一揽子计划（欧盟指令 2009/72 / EC）提出成立机构，促进各国监管机构之间的合作，加强跨国电力传输。特别是，2011 年由该指令成立了“欧盟欧洲电力监管合作局(ACER)”。ACER 的任务是对成员国监管机构之间进行协调，参与建立区域输电基础设施和规章制度，并监控区域市场⁹⁰。

⁸⁷ 欧盟委员预计，到 2020 年，约有 34%的最终电力消费将来自可再生能源，包括大型水力发电。见 <http://iet.jrc.ec.europa.eu/eu-track-2020-renewable-energy-targets>。

⁸⁸ 关于 2020, 2030, 和 2050 目标，以及 2050 年路线图相关文件，请参见 http://ec.europa.eu/clima/policies/brief/eu/index_en.htm。

⁸⁹ 这些要求反映在长达 13 年期间制定的三部欧盟法令中：包括 Directive 2009/72/EC in 2009, Directive 2003/54/EC in 2003, and Directive 96/92/EC in 1996. 也参见 http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/third_legislative_package_en.htm。

⁹⁰ 见 ACER 网站 <http://www.acer.europa.eu/Electricity/Pages/default.aspx>。

欧盟内部的能源和气候政策不仅包括欧盟指令，还包括各国和地方的政策和规划。直接与电力行业有关的，欧盟已颁布了可再生能源、能源效率、温室气体排放总量控制和交易、二氧化硫、氮氧化物及其颗粒物（PM）的排放标准等指令。

- **可再生能源。**可再生能源指令（Directive 2009/28 / EC）规定了可再生能源在欧盟各成员国的终端能源消费中的比重⁹¹，与欧盟 2020 年达到 20%的目标保持一致，作为具有法律约束力的国家指标。每个国家必须出台一项“国家可再生能源行动计划（NREAP）”，规定可再生能源在电力、供热、制冷和交通运输等部门的国家指标。目前各国的 NREAP 表明，平均而言，到 2020 年欧盟将有三分之一的电力消费来自可再生能源发电⁹²。2014 年 10 月，欧洲议会通过了 2030 年达到 27%的可再生能源发展目标⁹³。
- **能源效率。**欧盟能效指令（Directive 2012/27/EU）要求各国政府制定 2014-2020 的能耗和节能指标，将在下面更详细讨论。
- **温室气体排放总量控制和交易。**欧盟指令（Directive 2003/87 / EC）创建了欧盟排放交易体系（EU-ETS），确定了各国指定行业的温室气体排放量总量，制定了各国分配配额的规划制度，以及配额交易制度。第三阶段的 EU-ETS 从 2013 年 1 月开始，为相关行业制订了全欧盟范围的温室气体排放量总量的目标（2020 年将比 2005 年下降 21%），扩大了总量控制的行业和气体种类，放弃了统一发放型的国家配额指标分配制度，更多依靠拍卖来分配排放指标。
- **SO₂, NO_x 和颗粒物排放标准。**大型电厂（LCP）指令（Directive 2001/80/EC）要求，所有新建装机容量在 50MW 以上的发电厂必需符合 SO₂、NO_x 和 PM 排放标准。大型电厂指令要求现有电厂必须在 2008 年前达标排放，或选择淘汰。已选择淘汰的电厂可允许再运行最多 20000 工作小时，要么必须在 2015 年底前下马。在工业排放指令（IED）之下修订的 2011 年大型电厂指令，进一步提高了现有发电厂的排放标准。

图 10: 欧盟电力行业的重要相关机构图



对于可再生能源、能效和温室气体排放量方面，有几个欧盟成员国制定了比欧盟要求更积极更宏伟的近期和长期目标。例如，德国的能源转型项目 Energiewende 提出了一项长期规划，旨在 2050 年前向

⁹¹ 终端能源消耗总量是终端用户的能源使用量，加上设施用能，以及电力和热力的配电损耗。

⁹² 欧洲可再生能源理事会 (2011). *Mapping Renewable Energy Pathways towards 2020*, Brussels, Belgium. (奔向 2020 年的欧洲可再生能源发展，比利时布鲁塞尔)

⁹³ Bennett, P. (2014). (欧盟设定 2030 年可再生能源 27%的比例目标) EU sets 2030 renewable energy target of 27%, *PVTech*, October 24, 2014. Retrieved from http://www.pv-tech.org/news/eu_sets_2030_renewable_energy_target_of_27.

可再生能源全方位过渡，并提出了比欧盟法令要求更加积极严苛的温室气体减排目标。英国的 2008 年气候变化法案制定了长期温室气体减排目标和五年的预算，以及配套的制度基础设施，为到 2050 年完成向低碳经济的转型。法案包括新建化石燃料机组的 CO₂ 排放性能标准（EPS），设定为 450g CO₂/kWh，其目的是确保在有能力实现碳捕捉和储存技术前，不批准建设新的燃煤电厂⁹⁴。

3.2 电力行业的结构

欧盟各成员国的电力行业仍然存在着很大程度的多样性，虽然由于欧盟的上述努力，这些差异在逐渐减少。在一些成员国，国有企业仍占据着电力行业的各个方面，而在所有制多元化的国家里，电力调度和接入电网现在已经是非歧视性的，而零售竞争较为发达。图 11 说明了欧盟电力行业的细分情况。

图 11: 欧盟的电力产业细分

产业细分				代表性成员国
G	T	D	R	
G	T	D-R		捷克, 法国, 希腊, 意大利, 波兰
G	T	D	R	丹麦, 德国, 英国

缩略词: G=发电, T=输电 D=配电, R=零售

在大多数欧盟成员国，发电企业要么通过自己发电，要么通过双边购买合同的方式，获得大部分所需的能源来为用户服务⁹⁵。国家或地区的电力交易提供了集中式日前电力市场，使电力供应商可以购买次日欠缺的电力，而日内市场使发电厂和供应商重新平衡其在能源市场的位置。大多数欧盟电力批发市场是“电能市场”，虽然一些成员国有不同的机制来弥补发电机容量不足或备用容量，但更多的成员国在考虑一些能够确保稳定性的市场机制（见下面**扶持资源**一节）⁹⁶。欧盟所有成员国都制定了某种形式的批发市场竞价价格上限⁹⁷。

欧盟成员国都同意建立一个欧盟内部电力市场，包括 2014 年前成立一个整合的针对发电企业的前日和日内批发市场。2000 年代和 2010 年代期间，对日前批发市场已经有了某种程度的整合，通过自下而上“挂钩”各国的电力交易，但目前日内市场的耦合进展甚微⁹⁸。在耦合后的市场上，发电厂商在国内和地区市场上竞价，这时电力交易可以利用跨境输电能力，尽量减少市场之间的价格差异。国内价格和

⁹⁴ 关于 EPS 更多详情，见 IEA (2012), *Energy Policies of IEA Countries: The United Kingdom 2012 Review*, Paris, France: OECD/IEA. (IEA 国家的能源政策，英国 2012 评述，法国巴黎)

⁹⁵ See, for instance, Karas, J. and Sulamaa, P. (2013, June), *The Increasing Scope and Authority for Power Exchanges*, Elforsk AB Working Paper. (为电力交易增加的范围和权力，2013 年 6 月)

⁹⁶ 罗马尼亚有个容量市场，希腊、爱尔兰、葡萄牙和西班牙都制定了单独的发电厂容量电价。英国和意大利正在实行年度容量拍卖。芬兰、瑞典和波兰建立了战略储备机制，当遇到突发情况下，TSO 可以购买这些备用发电容量。见 Hall, S. (2014), (欧盟电力市场的容量机制“不可避免”) EU electricity market capacity mechanisms “unavoidable,” *Platts*, 19 February 2014, retrieved from <http://www.platts.com/news-feature/2014/electricpower/eu-electricity-capacity-mechanisms/index>.

⁹⁷ EC (2013, May 11). *Generation adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions*. Commission Staff Working Document. (内部电力市场发电能力充足-对公共干预的指南，委员会工作文件)

⁹⁸ 比利时、法国和德国的日前市场于 2006 年市场耦合。荷比卢联盟国、法国和德国与 2010 年市场耦合。见欧洲电力交流网站：https://www.epexspot.com/en/market-coupling/another_step_towards_market_intergration.

区域市场价格当不存在跨境输电阻塞时就会接轨，当跨境输电不畅时价格就会相差很大。2014年2月，在欧盟西北部的四家交易所通过在15个成员国日前电力市场耦合，达到一个里程碑。同月，这些交易所宣布，计划连接日内市场，以便经济高效地平衡间歇性风能和太阳能，为欧盟实现节能减排提供所需的更大的灵活性⁹⁹。

3.3 电力行业规划

在未来的十年，欧盟成员国将面临电力行业转型的严重挑战，使电力行业从各国以燃煤和燃气电厂为主的国内平衡区转向欧盟范围内电网下多样性的发电组合，包括大量的间歇性可再生能源发电。批发和零售市场成为欧盟实现这一转型愿景的核心。这将需要政策部门和监管部门做出规划，提出所需的预期成果和目标（如可再生能源），也需要精心设计的市场机制来实现这些成果和目标。

在欧盟各成员国，政策制定部门和规划部门都希望，在未来三十年里，能效将成为一个重要的能源“供应”资源，在目前电力和天然气消费中占有较大比重，为提供更多的低碳发电，实现温室气体的减排目标做出应有的贡献。但是，在通常情况下，能效尚未很好地纳入欧盟电力基础设施的投资规划（发电、输电和配电）。比如，规划过程没有考虑将成本效益高的能效作为基础设施投资的可替代方案。因此，存在这样一种风险，即欧盟成员国在未来十年里对能效的投入可能会过低，而过多投资于为满足长期电力需求开展的电力基础设施建设，没有把能效投资随着时间的推移与未来十年电力供需的大趋势结合起来。

可再生能源发电也将是欧盟各国的一个重要的能源来源。然而，可再生能源资源的地理分布很不均匀，一些最好的风力资源都分布在北欧，而大部分的水电资源潜力都集中在中部和北部欧洲，最佳的太阳能资源是在欧洲南部，因此必须强调成员国之间更好地协调。要解决风能和太阳能资源的分布不均以及可用性问题，也需要通过协调制定合理的资源和输电规划。加快可再生能源的利用，能够较好的解决欧盟目前的输电瓶颈问题¹⁰⁰。

原则上，可以利用各国的可再生能源行动计划，作为协调编制可再生能源规划的基础，要求欧盟成员国提出中期资源开发计划，包括各行业的目标，政策措施和预期影响，可再生能源发电的进口和出口，以及保证可再生能源获得电网支持的措施等。此外，欧盟的“第三套能源一揽子计划（Third Energy Package）”要求输电系统运营商（TSOs）的协会组织“欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）”，每两年为整个欧盟编制并发布一份不具约束力的十年网络发展规划（TYNDP）。该规划采用一种透明的、协调的方式，来建设各国境内以及跨境的输电系统，以支持可再生能源发展。虽然各国的可再生能源行动计划和“十年网络发展规划”提供了成员国之间加强合作的基础，但协调一致地制定好可再生能源和输电规划，仍将是一个长期的目标。

全欧盟范围内的规划进程，是对各欧盟国内的输电投资规划的补充，它要求各输电系统运营企业在欧盟指令的指导下开展业务。例如在德国，按照德国法律要求，四家输电系统运营商每年需要制定基于情景的输电规划方案，上报网络监管部门（Bundesnetzagentur）批准。作为这一过程的必要部分，该计划要向公众发布，并征求公众意见。

⁹⁹ See Reuters (2014), European power exchanges plan cross-border intraday trading, 10 February 2014, retrieved from (欧洲电力交换计划的跨国日内交易, 2014年2月10日) <http://www.reuters.com/article/2014/02/10/electricity-europe-intraday-idUSL5NOLF24720140210>.

¹⁰⁰ European Network of Transmission System Operators for Electricity, *Ten-Year Network Development Plan*, 5 July 2012. (欧洲电力传输系统运营商, *电网发展10年规划*, 2012年7月5日)

3.4 能效资源的获取、定价和融资

自 20 世纪 80 年代以来，欧盟有几个成员国一直在按照本国的计划，积极实施能效政策，主动开发能效项目。20 世纪 90 年代期间，欧盟开始对所有成员国实行关于能效的要求，包括制定具体的能效目标。

1998 年，欧盟理事会通过了一项关于能效的决议，批准了欧盟的一项整体目标，到 2010 年前将最终消费的能源强度每年提高一个百分点¹⁰¹。2006 年 4 月，欧盟“能源终端使用效率和能源服务指令¹⁰²”要求规定，欧盟成员国必须通过大力开展能源服务以及其它能效改进措施，力争实现到 2016 年全国节能 9% 的总体目标。该指令还要求各成员国提交“国家能效行动计划”，列出按照欧盟指令的要求所开展的能效措施，并尽可能评估其节能效果。

欧盟委员会 2010 年 3 月启动了 *欧洲 2020 战略：智能型、可持续及包容性增长*¹⁰³，2010 年 6 月获得了欧盟成各成员国政府首脑的批准。各成员国致力于实现到 2020 年达到提高能效 20% 的一个不具约束力的目标¹⁰⁴。

2011 年 3 月，欧盟委员会发布了一个“能效计划 2011¹⁰⁵”，旨在通过实际措施加大节能力度。该计划的目的是把思路与绑定的节能措施相结合，实现 20% 的节能目标。当时的预测表明，2007 年以来实施的节能措施，只能减少按照预计“基准情景”模式到 2020 年能源消耗量的 7%，如不做进一步的努力，不可能完成 20% 的节能目标。

2012 年 10 月，欧盟通过了一项能效指令¹⁰⁶，这使得一些在“2011 能效计划”中提出的节能措施对于欧盟成员国具有了法律约束力。这个指令是目前欧盟的一项重要立法，对成员国规定了具有法律约束力的能效义务，旨在帮助欧盟实现 20% 的能效目标，并为今后进一步提高能效铺平了道路。该指令的目的是帮助成员国实现欧盟 2020 年的温室气体减排承诺，并为欧盟实现 2050 年具有竞争力的低碳经济做出贡献，特别是通过能源行业减排，到 2050 年实现零排放电力生产的宏伟目标。

这一能效指令为欧盟内部推动能效项目建立了统一框架。它给出了旨在消除能源市场的障碍，克服阻碍能源供应和使用中提高能效的市场失灵等方面的规则，并规定各成员国必须制定国家能效目标。该指令重申，按照基准情景模式，欧盟作为一个整体的目标是到 2020 年降低绝对能耗 20%¹⁰⁷。

该指令还要求欧盟各成员国按照一次能源或最终能源消费情况、一次能源或最终节能量、或能源强度等指标，设定 2020 年指导性的不具约束力的国内能效目标，并向欧盟委员会报告这些目标的完成情况。此外，该指令继续了“2006 年能效和能源服务指令”中的要求，规定每个成员国必须制定本国的“国家能效行动计划”，至少每三年必须上报一次。

¹⁰¹ 欧盟理事会，1998。

¹⁰² 欧盟议会和理事会，2006。

¹⁰³ 欧盟委员会，2010。

¹⁰⁴ 这个目标相当于到 2020 年节约 3.68 亿吨油当量的一次能源（Mtoe）（欧洲内陆能源总消费减去非能源使用），而预计按常规发展模式，当年能源消费总量为 18.42 亿吨油当量。

¹⁰⁵ 欧盟委员会，2010。

¹⁰⁶ 欧盟议会和理事会，2012。

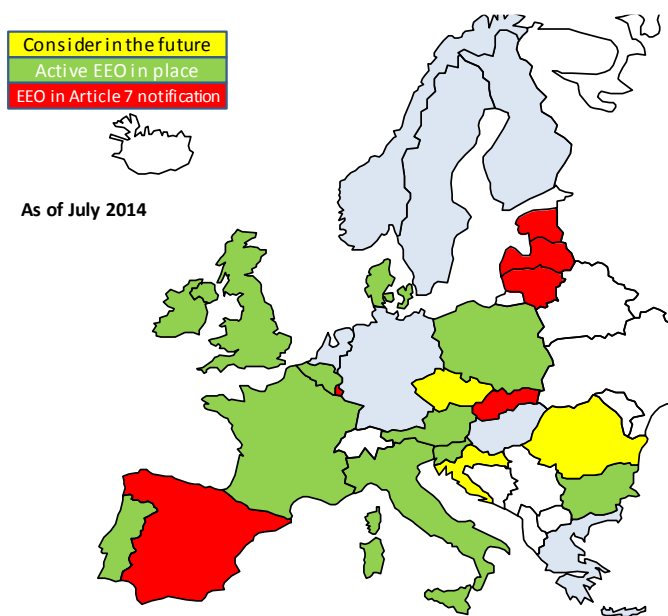
¹⁰⁷ 条款 3 要求全欧盟减少绝对能耗的 20%，尤其注明“欧盟到 2020 年能耗需不能超过 1474 Mtoe 的一次能源或者 1078 Mtoe 的最终能源”。并不明确这项条款如何与各个成员州相关联。

根据 10 个制定了积极的强制性节能政策（EEO）的成员国的经验，该指令对于电力部门获得节能资源具有重要意义。首次作为全欧盟范围的政策，这一指令推动了电网企业每年实现显著的终端节能量的义务。该指令不再只是要求电网企业有节能的义务，而是让各国政府也实施“可替代政策”，以达到节能的目的。更具体而言，该指令包含一项法律规定，要求所有欧盟成员国开展以下工作之一：

- 1) 建立“强制性节能政策(EEO)”，要求配电公司或售电公司，通过实施各种终端用户的节能措施，每年节约能源销售量的 1.5%，或者
- 2) 实施“可替代政策”，保证每年实现 1.5%的新节能量。

图 12 显示了欧盟成员国关于 1.5%的节能目标承诺的状况。除了 10 个积极实行 EEO 的成员国，另外七国现在也计划实施 EEO，还有三国表示将来考虑实行 EEO（剩余的 8 个成员国有尚未做出决定，也有的想通过“可替代政策”实现 1.5%的节能目标）。

图 12: 各欧盟成员国对 1.5%节能目标的承诺情况



注意: 红色代表已承诺实行 EEO 体系的成员国;
灰色表示成员国实行“可替代政策”

资料来源: 睿博能源智库 Eoin Lees, 部分信息来自: http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/article7_en.htm.

2014 年 7 月，欧盟委员会发布了一项能效政策的最新文件，预计欧盟 2020 年将只能达到 18%-19%的节能量。但该文件还指出，如果所有成员国认真地“全面”贯彻已达成的立法，无须额外的措施，欧盟就能实现能效指令提出的 20%目标¹⁰⁸。2014 年 10 月，欧洲议会批准了一项 2030 年达到 27%的节能目标，并在 2020 年进行审议，看看是否能将目标提高到 30%¹⁰⁹。

¹⁰⁸ 欧盟委员会，2014。

¹⁰⁹ 见 2030 年气候变化框架，摘自 http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/index_en.htm。

3.4.1 案例分析：英国供电企业的能效义务

英国实行能源供应商的强制性节能政策已经 20 年了，在监管部门和政府促进能效的角色定位方面，英国可以作为一个有益的案例研究¹¹⁰。在英国，电力监管机构启动了一项 EEO，要求能源供应商在住宅和小型企业推动能效。政府随后接管了为这一义务制定规章制度的角色，后来这些制度成了英国住宅部门温室气体减排的重要政府政策。

英国及其欧洲的第一个 EEO 项目于 1994 年开始实施，当时的电力监管机构对英格兰和威尔士启动了一项称为“能效绩效标准（EESoP）”的项目。根据这项计划，监管部门要求拥有 15,000 用户以上的电力供应商（即，配电企业/电力零售商）为每家居民用户和每个小企业商户的节能措施支付 1 英镑。监管部门还制定了电力供应商必需实现的节能指标¹¹¹。2000 年，英国的监管部门扩大了 EESoP 计划的范围，包括英国所有 5 万以上用户的电力和天然气供应商，但仅限于住宅用户。该 EESoP 计划从 1994 年执行到 2002 年，成为英国住宅用户开展节能措施的主要扶持渠道。EESoP 同时也兼顾社会目标和环境效益。EESoP 1 期（1994 年至 1998 年）资助的大多数客户都属于弱势群体家庭¹¹²。在 EESoP 2 期（1998 至 2000 年）和 EESoP 3 期（2000 年至 2002 年）项目中，要求电力供应商三分之二左右的支出用于弱势客户。

自 2002 年起，按照《公用事业法 2000》提出了一项称为“能效承诺（EEC）”的新能效义务，按照该义务，英国政府接管了监管部门设定能源供应商节能目标的职能。这项 EEC 是英国政府针对现有家庭的主要能效政策，预计每年可减少 1% 二氧化碳排放量。EEC 按照两个阶段，EEC 1 期（2002 年至 2005 年）和 EEC 2 期（2005 年至 2008 年）实施。EEC 1 期要求电力和天然气供应商实现全国家庭住户共 62 TWh 的节能总目标¹¹³。EEC 2 期目标几乎翻了一番，达到 130 TWh。按照这个目标至少有 50% 必须来自“优先节能群体”，即接受收入和税收优惠的家庭。

2008 年初，英国政府宣布，将能效承诺（EEC）更名为“碳减排目标（CERT）”，CERT 成为了政府对现有的家庭减排的主要政策工具。CERT 计划实施期从 2008 年 4 月 1 日至 2011 年 3 月 31 日，要求指定天然气和电力供应商实行减排义务（碳减排义务）。总的目标是在节能措施的寿命周期内实现减排 2.93 亿吨二氧化碳。这一目标的至少 40% 必须通过针对特定低收入家庭消费者或者 70 岁以上人群实现，即“优先节能群体”，7340 万吨二氧化碳必须通过专业安装的隔热保温措施实现，承担义务的能源供应商必需协助符合条件的家庭，如享受儿童减免税的低收入家庭，实现 1620 万吨的碳价值的减排成果。节能措施的安装或分配资金由电力供应商提供，但不要求他们给每户花费固定的钱。

英国的第二个 EEO 项目称为“社区节能计划（CESP）”，执行期从 2009 年 10 月 1 日到 2012 年 12 月 31 日¹¹⁴。英国能源与气候变化部制定了一项 1925 万吨 CO₂ 的碳减排总量目标。为了实现这一目标，需要通过天然气公司、电力供应商和发电厂针对英国的低收入地区的家庭住宅提供节能减排的措施。对所有符合规定的 5 万用户以上的天然气和电力供应商，以及所有年平均发电量 10 TWh 以上的发电厂，在指定的三年内均有开展节能项目的义务。该 CESP 的目的是将承担节能义务各单位的工作与地方当局

¹¹⁰ 本节描述的项目由大不列颠（即英格兰，苏格兰和威尔士）国内承担节能义务的单位实施。北爱尔兰，也作为英国的一部分，也有类似的，但单独的项目。

¹¹¹ OFFER, 1998.

¹¹² Ofgem and the Energy Saving Trust, 2003.

¹¹³ Ofgem, 2005.

¹¹⁴ Ofgem, 2014b.

和当地其他机构建立起合作伙伴关系，为低收入社区提供整个房屋的节能改造。该项目开始非常缓慢，没有实现总体节能目标¹¹⁵。这是英国首次出现 EEO 目标未能实现的情况。

能源公司义务（ECO）¹¹⁶项目于 2013 年初开始，以取代 CERT 和 CESP。ECO 的推出是为了减少英国的能源消耗，为买不起燃料的人们提供帮助¹¹⁷。该项目每年投资约 13 亿英镑用于提高能效。从 2013 年 1 月 1 日至 2015 年 3 月 31 日，ECO 项目规定大型能源供应商有法律责任向住宅用户提供能效措施。拥有至少 25 万电力和天然气用户，每年提供超过 400 GWh 的电力或超过 2000 GWh 的天然气¹¹⁸的能源供应商都有义务。ECO 配合同时执行的绿色法案（Green Deal），帮助人们通过支付电费而非前期投入的方式提高建筑物的能效水平。ECO 项目旨在住宅领域为绿色法案提供额外的支持，尤其关注弱势消费者群体和难以处理的住宅建筑。

按照 ECO 项目，能源供应商有义务在以下三个方面帮助提高其住宅客户的建筑物能效：¹¹⁹

- **二氧化碳减排义务。**根据这一义务，能源公司必须集中精力对难以处理的住户以及无法通过绿色法案全部资助的住户提供减排措施。主要的减排措施包括实心墙体保温和难以处理的空心墙体保温。
- **节碳社区义务。**根据这一义务，能源公司必须把重点放在保温隔热措施，以及对低收入社区提供集中供暖连接。这个目标下有一个子目标，规定每个供应商的节碳社区措施至少有 15% 必须针对低收入和生活在农村地区的弱势家庭来实现。
- **减少家庭取暖费义务。**根据这一义务，能源供应商须提供必要的措施，改善低收入和弱势家庭（以下简称“低价取暖家庭”）的取暖条件。这包括节约型采暖行动，诸如更换或维修采暖锅炉等。

从 2013 年 1 月 1 日到 2015 年 3 月 31 日期间，该 ECO 的总目标为¹²⁰：

- 二氧化碳减排目标：20.9 兆吨二氧化碳；
- 节碳社区目标：6.8 兆吨二氧化碳；
- 减少家庭取暖费目标：减少成本 42 亿英镑。

根据这项 ECO，有义务的能源供应商只负责实施能效项目，在住宅领域为绿色法案提供额外支持，尤其关注弱势消费者群体和难以处理的居民建筑。因此，和早期范围更广的能效义务的能效措施相比，这样的 ECO 能效项目只能有一小部分能效措施可以实施。在一项旨在实现开放和竞争性 ECO 成果的创新设计中，有义务的能源供应商可以从第三方 ECO 供应商那里购买二氧化碳减排量。ECO 交易系统是一个以市场为基础的机制，每半月交易一次，通过匿名拍卖活动，ECO 提供商可以卖出多份 ECO 节碳义务、ECO 节碳社区、以及 ECO 低价取暖家庭¹²¹。

¹¹⁵ See Ofgem (2013), *Final report of the Community EnergySaving Programme (CESP) 2009-2012*, retrieved from (社区节能项目 (CESP) 最终报告) <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58763/cesp-final-report-2013final-300413.pdf>.

¹¹⁶ Ofgem, 2014a.

¹¹⁷ 英国政府, 2014b.

¹¹⁸ Ofgem, 2013.

¹¹⁹ Ofgem, 2014a.

¹²⁰ 英国议会, 2012.

¹²¹ 英国政府, 2014a.

ECO 是一个比以前的 EEOs 更复杂的制度，因为它有四个指标¹²²，四个指标有不同的度量标准，管理上对 27 个月的期间又分为三个阶段。根据节碳社区这一部分，只限于以往 EEO 项目加固过的传统阁楼和空心墙保温措施。由于这部分 ECO 希望配合的绿色法案计划启动得很慢，这导致了保温行业需求几乎减半，每半月签订一次合同的交易系统也完全崩溃。

针对这些问题，英国政府已经将 ECO 的项目期限延长到到 2017 年 3 月 31 日，有效地降低了 ECO 期限内 CO₂ 减排目标¹²³。通过政府资助的“绿色法案家庭改善基金”为住户提供过于慷慨的补贴，尤其是，为每户实心墙体保温处理提供了高达 6000 英镑的补贴。这导致基金完全关闭几天后，补贴水平就提前下降了¹²⁴。未来的绿色法案新政和 ECO 仍不明朗。

在一般情况下，各种英国 EEO 下实施能效项目所需的成本，均由各承担能效义务的企业、以及参与项目的实体之间分担。对于电力和天然气供应商，他们认为这一成本就是“业务成本”，体现在向最终使用客户收取的费用里。对于发电厂，这一成本将通过提高批发电价间接转嫁到客户身上。

3.5 可再生能源资源的获取、定价和融资

欧盟成员国已经尝试了多种方法获取可再生能源。例如，一些成员国通过拍卖来购买新的可再生能源资源，向某个单一的项目（例如，丹麦的海上风电），或按照某个指定的装机容量（例如，法国的陆上风电）发出询价。拍卖会要求报出每千瓦时的价格，或高于电力市场价格支付的溢价¹²⁵。一些欧盟成员国还实行年度可再生能源配额，类似于美国的可再生能源组合标准（RPS）政策，即证书是由可再生能源发电厂产生，并在需要完成配额的电力供应商之间买卖¹²⁶。然而，大多数欧盟成员国都采用固定上网电价补贴（FIT）政策，有些单独实施，有些与其他政策机制配套使用，如拍卖。本节以下部门将重点介绍 FIT 政策。图 13 描绘了欧盟可再生能源政策支持机制。请注意，带有条纹的成员国实施各种政策的组合。

¹²² 社区目标要求，15%的二氧化碳减排必须来自农村住宅用户。

¹²³ UK Department of Energy and Climate Change (2014). *The Future of the Energy Company Obligation* [Government response]. Retrieved from (英国能源和气候变化部 (2014)。未来的能源服务公司义务)

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/342178/The_Future_of_the_Energy_Company_Obligation_Government_Response.pdf.

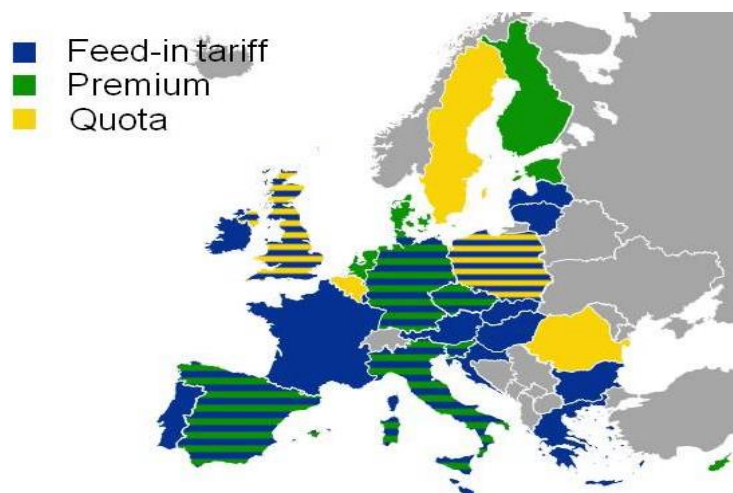
¹²⁴ See UK Department of Energy and Climate Change (2014), *Answering Your Questions About the Closure of the Green Deal Home Improvement Fund*, retrieved from (见英国能源和气候变化部 (2014)，关于关闭绿色法案家庭改善基金的问题)

<https://www.gov.uk/government/publications/answering-your-questions-about-the-closure-of-the-green-deal-home-improvement-fund>, and Winch, J. (2014), Was Green Deal cashback scheme rigged? *The Telegraph*, August 2, 2014, retrieved from (绿色法案现金返还机制中有作弊?) <http://www.telegraph.co.uk/finance/personalfinance/energy-bills/11006180/Was-Green-Deal-cashback-scheme-rigged.html>.

¹²⁵ Klessman, C. (2013, October 24), *Synthesising Opportunities and Challenges for RE Tenders from International Experience and from a Theoretical Perspective*. Presentation before the International Feed-In Cooperation meeting, Brussels, Belgium. 从国际经验和理论意义下看可再生能源拍卖的机遇与挑战)

¹²⁶ Brown, P. (2013, August 7). *European Union Wind and Solar Electricity Policies: Overview and Considerations*. Congressional Research Service. (欧盟风电和太阳能发电政策：概述及认识)

图 13: 欧盟的可再生能源扶持机制¹²⁷



固定上网电价补贴（FIT）政策要求电网公司长期（通常为 15 至 20 年）从符合条件的能源发电技术中购电，并提供有保障的电网接入，实行优先调度。FIT 价格可能按多种方法进行定价：例如等于生产的预期成本加上利润；等于产品的价值，例如在高峰发电（太阳能），或者包括估计的环境外部成本或健康成本以及国家安全利益；或使用滑动平均或固定溢价的电力市场价格等。FIT 价格往往随着不同的技术、应用、资源强度、项目规模、所有制和其他变量而变化。

欧洲 28 个成员国的 20 个都采用上网电价补贴作为促进可再生能源发电的主要政策机制，另外 4 个国家将其作为支持某些可再生能源技术的扶持政策¹²⁸。

没有任何两个固定上网电价补贴政策是完全一样的，而且没有任何两个国家采用完全一样的政策设计和目标。下面我们讨论一些政策设计上的差异：

- **合格的 FIT 支付条件。**在欧洲 FIT 通常允许任何实体参加。德国的电网公司最初被排除在 1990 年推出的 FIT 政策之外，但 2000 年这项限制被取消了。合格的实体包括（但并不限于）房主、企业主、联邦政府，各州和地方政府机构、私人投资商、电网企业和非营利组织等。
- **合格的可再生能源资源和技术。**固定上网电价补贴，可以针对一定的可用且可获得的可再生能源资源。德国的 FIT 政策包括地热，但不包括潮汐能或聚光太阳能发电（CSP），在西班牙却恰好相反：FIT 不包括地热，但潮汐和 CSP 都是合格的。
- **合同期限。**合同期限从 5 至 25 年不等，其中大部分为 15 年到 20 年¹²⁹。

¹²⁷ Schmidt, I. (2013, October 24). *The RES Progress Report and the COM Guidance For the Design of Renewables Support Schemes*. Presentation before the International Feed-In Cooperation Workshop, Brussels, Belgium. Retrieved from http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/content/10th-workshop/presentations.php.

¹²⁸ Ragwitz, M., Winkler, J., Klessmann, C., Gephart, M., and Resch, G. (2012, January). *Recent Development of Feed-in Systems in the EU: A Research Paper for the International Feed-In Cooperation*. Retrieved from http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/content/research/index.php.

¹²⁹ Couture, T., Cory, K., Kreycik, C., and Williams, E. (2010, July). *A Policymaker's Guide to Feed-In Tariff Policy Design*. National Renewable Energy Laboratory. (固定上网电价政策设计的决策指南，美国可再生能源国家实验室) Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>.

- **电价如何随时间调整。** FIT 设计的一个通常提到的最佳做法是对新建电厂按规定固定的百分比逐年降低 FIT 支付，以充分利用技术进步，降低技术成本，以及规模经济的优势。德国、希腊和斯洛文尼亚等都采用了这种做法。具体的百分比可能因技术不同而异，但每年减少的百分比可以是固定的，如德国对新建风电场项目的 FIT 价格每年下降 1.5%，有些是每年临时决定¹³⁰。对于其他的新兴技术，如海上风力发电，其 FIT 在 2018 年之前都是固定的，以后逐年下降 7%¹³¹。
- **特殊地点或特殊应用项目**（如海上风电或光伏建筑一体化）。法国和希腊都对未连接到大陆电网的岛屿项目给予较高的 FIT 价格¹³²。德国等国家对海上风电项目执行单独定价，电价比对于陆上风电更高¹³³。法国对光伏建筑一体化发电实行差别化电价，与 250 千瓦以上的规模公共电力的光伏发电项目完全不同。
- **项目的规模上限。**可采用的上限有几种类型，如技术上限（通常根据各种技术而不同），对每个项目的装机容量上限，或项目总成本费用上限等（年度总费用，或多年项目周期总费用）。例如在瑞士，总补贴经费上限为 3.2 亿瑞士法郎（约合 3.5 亿美元）¹³⁴，分配给水电 50%，风电 30%，光伏发电 5%。如果光伏的份额提高到 10%，则应该使 PV 的平均成本降低到每千瓦时 0.6 瑞士法郎（0.67 美分/kWh）。英国的 FIT 限制单个项目规模为 5MW，合格技术包括厌氧消化，水电，光伏发电和风能等（更大的可再生能源项目执行英国的可再生能源配额制度），2 千瓦以下的微型燃气热电联产机组也符合 FIT 标准¹³⁵。
- **资源强度**（例如，根据当地可再生能源资源状况为风能或太阳能制定不同的费率）。和中国一样，德国和瑞士的 FIT 制度对于低风速风电场供更高的 FIT 价格¹³⁶。这样的政策鼓励风电项目的地域多样化，使得风电总发电量更稳定¹³⁷。

虽然 FIT 是世界上促进可再生能源发电最常见的机制，欧盟近期的工作出现了将这一政策缩减的趋势，例如德国和西班牙的立法修改。过去的几年里，德国放松了对可再生能源的支持力度，因为成本的下降已使得太阳能光伏、风能和生物质逐渐具备了与常规发电的竞争力。例如，在 2012 年，德国下调了 FIT 扶持强度，设立了 52 GW 的符合 FIT 资格的太阳能光伏发电的总计上限，并不再减免某些可再生能源发电厂和消费者的 FIT 附加费。2014 年 8 月生效的新修订法规定，对于一定规模的新建电厂（例如，到 2017 年为 100 千瓦），必须依靠直接电力市场盈利，通过溢价电价弥补，而不再执行固定的 FIT 价格。和德国不同，西班牙电力价格面临电力成本和收入之间不断扩大的差距，这在很大程度上是由长期的电价限额所造成的。

¹³⁰ Ragwitz et al, 2012.

¹³¹ International Energy Agency and International Renewable Energy Agency. *Joint Policies and Measures Database*.（国际能源署与国际可再生能源机构：联合政策措施数据库）Retrieved from <http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy>.

¹³² Couture et al, 2010.

¹³³ International Energy Agency and International Renewable Energy Agency. *Joint Policies and Measures Database*.（国际能源署与国际可再生能源机构：联合政策措施数据库）

¹³⁴ Ibid.

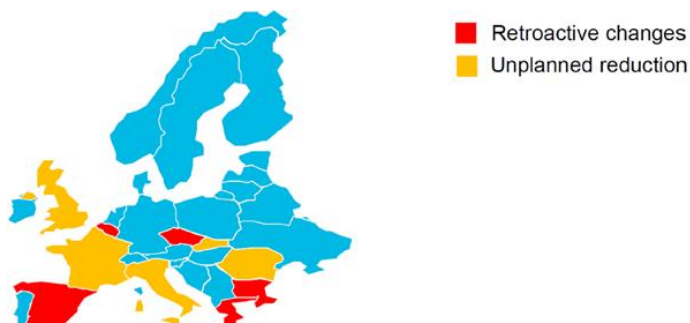
¹³⁵ Feed in Tariffs Ltd. *Eligible Energy Sources*.（固定上网电价，符合规定的能源资源）Retrieved from <http://www.fitariffs.co.uk/eligible/energies/>.

¹³⁶ Couture et al, 2010.

¹³⁷通过地理多样性来减少间歇性也适用于太阳能。中国的 FIT 补贴的差别还不足以使中国华北地区风资源集中开发具有优势。大规模的弃风和政府在华北减少风电装机容量的增加已导致华北以外地区也在发展风电。

在实行了几轮 FIT 价格以及 FIT 项目规模上限逐年削减以后，西班牙于 2012 年终止了 FIT 政策，接着在 2013 年，西班牙取消了一项措施，即某些可再生能源发电企业过去的电力销售一直按市场价格加上奖金溢价。2014 年 2 月，该国能源部发布了一项草案方法，对现行的可再生能源项目，用有保证的 7.39% 的回报率取代西班牙的 FIT 政策。西班牙的做法，特别是强调要确保稳定的公共政策结合健全的财政机制，目的是保证足够的和落实的可再生能源的投资。图 14 说明了欧盟哪些国家实行削减 FIT 价格或逐年变化的情况。

图 14: 欧盟固定上网电价补贴的追溯变化和消减¹³⁸



注: 蓝色表示政策中没有费率变化。

3.5.1 扶持资源

在一些没有实行容量电价机制的欧盟成员国，风电和太阳能发电的快速规模化发展抑制了能源市场价格，对现有火电厂的财务状况造成了显著的影响，迫使火电厂无法利用足够的收入来收回他们支出的成本。连同欧洲天然气相对于煤炭价格的高成本，已导致很多企业淘汰或者“暂歇”自己的发电厂，尤其是一些灵活的和低排放的燃气发电机组，有些电厂最近才刚刚建成。这种趋势引起了政策制定部门和监管部门的担心，因为将来还需要更灵活的发电机组，来提供爬坡支持（几个小时的快速爬坡，快速启动和停止，并能在最小低速下运行）的高比例风电和太阳能发电。

作为回应，许多成员国正在考虑各种可能的容量电价机制，通常有两种模式：（1）客户为主；（2）中央买家¹³⁹。按照分散型的客户为主的模式（如法国），零售供应商必须持有足够的可交易的证书，来满足某一时段预期的客户需求高峰需求，并且容量电价根据证书的价格来决定。在更集中型的中央买方模式下（例如，英国），系统运营商根据负荷预测结果设定系统的容量要求，并进行了集中的拍卖来购买所需的容量。

欧盟委员会颁布了容量电价机制严格的指南，包括要求这种机制是非歧视性的 – 对所有现有的发电厂、新建电厂、通过输电系统连接的其他成员国的外部发电企业，以及需求侧资源等一视同仁¹⁴⁰。欧盟委员会还表示，对保证资源的充足性的一些国内机制与耦合的市场运作之间的潜在冲突有些担忧，虽然

¹³⁸ Schmidt, 2013.

¹³⁹ 欧盟目前还采用了其他模式，包括直接支付（如西班牙）和战略储备机制（如瑞典）。

¹⁴⁰ See European Commission (2013). *Generation Adequacy in the Internal electricity market – guidance on public interventions* [Staff Working Document], 5 November 2013. Retrieved from (欧盟委员会 2013: 内部电力市场的发电充足性-公共干预指南) http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/com_2013_public_intervention_swd01_en.pdf.

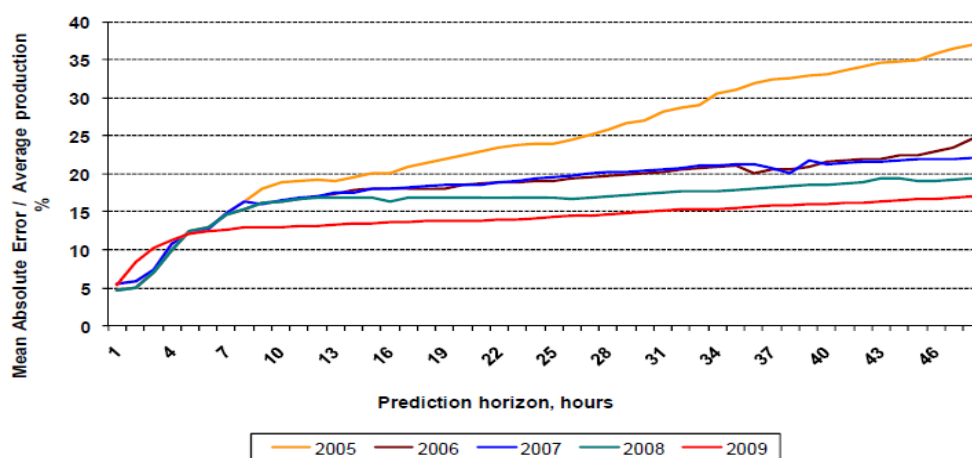
可以采取一些缓解措施，而且欧盟内部市场的出现可能会导致更多的区域战略，来保证资源的充足¹⁴¹。目前还没有哪个建议的容量电价机制明确发电机组灵活性的价值¹⁴²。

3.6 可再生能源并网

某些欧盟成员国在采取策略来整合波动性发电（VG）并网方面起到了先锋表率作用。其中一些策略介绍如下：（1）波动性发电预测，（2）提取可调度发电系统的灵活性，（3）制定和更新电网技术规范，（4）储能，（5）需求响应，（6）提出新的输电需求。更快速的机组调度成为了一个重要因素，并在下面各节进行讨论。这些策略明显有助于减少弃风问题。例如，意大利的总弃风量从2009年总风电发电量的11%削减到2012年的略高于1%¹⁴³。

- 1) 波动性发电预测：**所有波动性发电比例较高的国家和地区都开展了 VG 预测工作，并不断提高预测的准确性。例如，西班牙有五个独立的风电预测。西班牙电网运营商 REE 利用其中央风电预测来调度所有的风力发电。风电预测还提供未来 10 天每个小时的风力预报，以及未来 48 小时由输电系统节点作出的每 15 分钟预测，分别给出置信区间为 5%，50%和 85%的预测结果，用 85%置信区间的预测来确定是否有足够的机组投入运行¹⁴⁴。REE 称，提高风电预测水平，如图 15 所示，尤其日前风电预测，减少了所需的容量储备以应对风电预测误差。

图15: 未来 48 小时的风电预测误差, 2005–2009¹⁴⁵



¹⁴¹ 本段的详细版本请见 Baker, P., and Gottstein, M. (2013), (容量市场和欧洲市场合并，他们能同时并存吗?) *Capacity Markets and European Market Coupling – Can they Co-Exist?* [Discussion draft], RAP, March 13, 2013.

¹⁴² See Gottstein, M., and Skillings, S.A. (2012). *Beyond Capacity Markets - Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonized Power System*. 2012 9th International Conference on the European Energy Market (EEM), IEEE: 1-8. (超出容量市场-将容量资源用于欧洲的零碳电力系统)

¹⁴³ Debra Lew, Lori Bird, Michael Milligan et al., “(风电和太阳能发电的弃电现象) Wind and Solar Curtailment,” NREL Conference Paper, September 2013, <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/60245.pdf>.

¹⁴⁴ NERC, *IVGTF Task 2.1 Report: (电网运行的波动性发电预报) Variable Generation Power Forecasting for Operations* (Princeton, NJ: NERC, May 2010), <http://www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/Task2-1%285.20%29.pdf>.

¹⁴⁵ Jorge Hidalgo López, “Wind Development and Integration Issues and Solutions,” Presentation before the Northwest Wind Integration Forum, Portland, OR, July 29-30, 2010, <http://www.nwcouncil.org/energy/wind/meetings/2010/07/WIF%20TWG%20072910%20Hidalgo%20072610.pdf>.

德国输电系统运营商同时利用好几家风电预测服务，并根据观测到的天气情况，对这些预测结果进行加权求和。例如，Amprion 能源公司利用 10 个不同的风电预测，输入到一个“组合工具”里，同时考虑天气情况，最后产生一个最优预测。50Hertz 电力公司结合三种不同的预测工具来创建一个德国及各输电系统运营商地区的加权总体预测。预测模型的组合利用了一个事实，即这些模型适应于不同的天气情况，有些模型在某些天气条件下预测效果好，而其它模型型在其他的天气条件下预测效果好¹⁴⁶。

2) 从现有发电系统中提取灵活性：快速增长的波动性发电导致了尽可能从现有可调度的发电系统中提取更大的灵活性。现有可调度的发电一般通过小规模提高资本和运营成本来得到更大的灵活性。例如，丹麦要求其燃煤热电联产机组进行改造，得到爬坡下降到 20% 的额定装机容量。美国的燃煤电厂也能爬坡下降到这一水平，虽然各机组差别较大。2030 年电力系统展望是欧洲计划 2050 年降低 80% 整体温室气体排放量的一项可行性研究，报告发现，一个更灵活的各种非可再生资源组合，是波动性发电上网的经济的、长期解决方案的一个关键组成部分。

虽然有些这种提高的灵活性来自数量增加的能力系数较低的备用发电机组，但研究发现，还有更多成本效益好的选项，例如更灵活的燃气联合循环发电厂。这些电厂将构成非可再生资源组合的核心，其能力系数可与今天的系统相媲美，虽然日常的运行曲线可能变化较大。随着更响应化的需求，更大范围的输电系统，以及更大的平衡区，需要更灵活的发电资源来优化生产和消费。本质上所需要的，就是一套“灵活的基本负荷”供电资源，能够与净负荷相匹配 – 即全天需求的缩减部分 - 而不会影响效率¹⁴⁷。国际能源署（IEA）最近公布的波动性发电并网报告得出了同样的结论¹⁴⁸。

3) 制定和更新并网技术规范：制定并网技术规范已成为欧盟波动性发电并网工作的重要组成部分。欧洲国家是最早采用风电并网技术规范的国家，德国的并网技术规范已成为其他国家风电上网的基本范例，包括中国和美国。并网技术规范的不断更新使得这些技术标准随着行业的变化而发展。例如，德国修订本国的电网技术规范，要求花费相当大的经费对成千上万个分布式太阳能发电站进行改造，以承受电网的干扰。

4) 储能：储能也被广泛认为是一种必要的技术，可用来整合欧盟内部高比例的可再生能源。然而，目前的市场设计和监管框架不足以支持储能设施的大规模投资，部分是因为可再生能源正在改变着储能的商业模式。目前，欧盟的绝大多数储能技术是以抽水蓄能电站的形式（PHES），当晚上电价便宜时把水泵到贮存器，并在当价格昂贵的白天释放出来。大量安装的太阳能发电降低了高峰期间的市场电价，这反过来又降低了这种商业模式的可行性。储能电站将来的很大一部分收入将来自辅助服务和容量市场，但这些市场往往缺乏透明度和监管方面的确定性¹⁴⁹。

欧盟监管部门和企业界普遍预期，储能的业务模式将促进市场的价格信号和电网无歧视接入的发展。然而，这需要目前的市场设计和监管框架出现一系列的改变，如：关于储能系统互连清晰的规章制度，辅助服务跨境市场以及参与这些市场的规则，保证储能站之间平等竞争，灵活的发电，输电和需求响

¹⁴⁶ B. Ernst, U. Schreier, F. Berster, J.H. Pease, C. Scholz, H.P. Erbring, S. Schlunke and Y.V. Makarov, (德国大规模风电和太阳发电并网) *Large-Scale Wind and Solar Integration in Germany* (Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory, February 2010), http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19225.pdf.

¹⁴⁷ *Power Perspectives 2030*.

¹⁴⁸ *The Power of Transformation – wind, sun and the economics of flexible power systems*, IEA 2014, <http://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=465>

¹⁴⁹ stoRE Project, “European Regulatory and Market Framework for Electricity Storage Infrastructure: Analysis, stakeholder consultation outcomes and recommendations for the improvement of conditions,” June 2013, (stoRE 项目 “储电基础设施的欧盟监管与市场框架：条件实施的分析、征询意见和建议”) http://www.stoRE-project.eu/documents/results/en_GB/european-regulatory-and-market-framework-for-electricity-storage-infrastructure.

应之间的平等竞争环境，澄清输电公司能否拥有储能经营权，接入输电网的收费规定，是将储能电站作为发电厂还是负荷来对待（但不能同时），以及基于成本因果关系收取上网费¹⁵⁰等一系列市场和监管框架。许多这些改变将有利于进一步统一欧盟市场和法律法规。

5) 需求响应：需求响应的重要与日俱增，不仅有利于波动性发电，而且也增加市场的流动性和竞争力。需求响应目前只占欧洲需求的 4%。需求响应在欧洲的准入门槛高，只有大型电力企业参加，几乎没有住宅或商业客户的参与。不同的国家对需求响应有不同的框架和要求，从使用时间来双边可中断合约，尖峰电价和备用容量招标征集，所有这些都限制了发展更强大的需求响应市场。整个欧洲需要有一个关于需求响应更加规范的定义¹⁵¹。

需求响应可以包括当出现供应过剩时转移电力需求到不同的时间段。丹麦是一个最好的例子。丹麦年发电量的 30% 来自风能，并拥有大量的区域供热电厂，同时生产电力和蒸汽¹⁵²。风电场，以接近零的生产成本，被视为必须运行的发电设施。区域供热厂主要为家庭和企业供暖。因此，电力在丹麦向上和向下爬坡与需求的波动并没有特别的相关性。丹麦具有得天独厚的条件，其邻国的电力系统几乎全部由水电组成，而且目前与邻国系统有足够的互连力来调节平衡。但是，随着该国计划到 2020 年将风力发电扩大到发电量的 50%，这就不够了，目前正在制定的一项计划是扩大需求响应（包括提高电动热泵的使用），增加该国区域供热系统相关的储热能力¹⁵³。

一项分析对不同的情景进行了比较，一种是基准情景，即新建发电厂以满足对增加后备电源的需求，在另一种情景下，一天内 10% 的总需求被认为是“可移动的”，从供应短缺的时段移动到供应充足的时段。其结果是需要更少的备用容量，更少的最低成本的风电和太阳能等的弃电，以及更少的输电需求，所有都导致在未来 15 至 20 年里净投资需求减少 20% 以上¹⁵⁴。

6) 提出新的输电需求：随着不断朝向一个全面开放的一体化的欧洲电力市场的发展，输电也成为欧洲的一个关键问题。新建的输电线路以及输电系统运营商之间的合作被看作是支持一体化市场，而是使欧洲实现可再生能源和碳减排目标必不可少的因素。大量的研究强调，需要建设新的输电系统，连接欧洲外围大量集中式的可再生能源（如南欧的大型太阳能，以及北海的海上风电）¹⁵⁵。输电系统运行商正在计划到 2020 年增加投资 70%，而 DG 气候发展路线图 2050 建议，到 2025 年整体电网投资的

¹⁵⁰ See, for instance, European Commission Directorate-General for Energy, “The future role and challenges of Energy Storage,” 2013 DG ENER Working Paper, (储能的未来角色和挑战) http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/energy-storage/2013/energy_storage.pdf; stoRE Project, “European Regulatory and Market Framework for Electricity Storage Infrastructure.”

¹⁵¹ M. Norton, H. Vanderbroucke, E. Larsen, C. Dyke, S. Banares, C. Latour, and T. Vu Van, *Five Critical Issues to be Addressed to Enable DSR at the EU Level*, European Network of Transmission System Operators, September 2014, (欧盟层面 DSR 需要解决的 5 个关键问题) DSR https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/140915_DSR_Policy_web.pdf.

¹⁵² C. Morris, “Denmark Gets More Than 30 Percent of Its Power from Wind,” *Renewables International*, April 2, 2013, (丹麦 30% 以上的电力来自风电) <http://www.renewablesinternational.net/denmark-gets-more-than-30-percent-of-its-power-from-wind/150/505/60282/>.

¹⁵³ L. Schwartz, K. Porter, C. Mudd, S. Fink, J. Rogers, L. Bird, M. Hogan, D. Lamont, and B. Kirby, *Meeting Renewable Energy Targets at Least Cost: The Integration Challenge*, May 2012, (以最低成本实现可再生能源目标) <http://www.raponline.org/featured-work/meeting-renewable-energy-targets-in-the-west-at-least-cost-the-integration>.

¹⁵⁴ McKinsey & Co., KEMA, Imperial College London and European Climate Foundation, (电力展望 2030: 迈向零排放电力行业之路) *Power Perspectives 2030: On the road to a decarbonized power sector*, October 2011, <http://www.roadmap2050.eu/pp2030>.

¹⁵⁵ 本讨论相关的路线图包括: EG ENERGY (2011) (能源路线图 2050) “Energy Roadmap 2050;” DG CLIMA (2011) “Roadmap for Moving to a Competitive, Prosperous, Low Carbon Europe;” ECF (2010) Roadmap 2050: A Practical Guide to a Prosperous, Low Carbon Europe;” ECF (2011) “Power Perspectives 2030: On the Road to a Decarbonized Power Sector;” Eurelectric (2009) “Power Choices;” Greenpeace (2012) “Battle of the Grids; How Europe Can Go 100 percent Renewable and Phase out Dirty Energy;” European Gas Advocacy Forum (2011) “Making the Green Journey Work;” SUSPLAN (2012) “Development of Regional and Pan-European Guidelines for More Efficient Integration of Renewable Energy into Future Infrastructures.”

速度需要增加一倍，2040年需要再提高一倍，这相当于到2050年输电投资需求将达到2730—4200亿欧元¹⁵⁶。

要保证新建输电项目获得足够的投资，是一项具有挑战性的任务。自20世纪70年代以来，欧洲新输电线路的建设速度一直在下降，欧盟委员会认为，目前的投资安排将只提供2020年所需投资的30%，其原因包括融资困难，跨境联网相关的成本与收益不对称，以及现有安排还无法从一种“欧洲的角度”看到互连所带来的好处¹⁵⁷。这对实现欧洲脱碳目标、供应和市场一体化的安全性都带来了很大的风险。例如，欧洲气候基金会的模型分析表明，如果只有计划输电能力的一半得到开发，可再生能源发电的弃电量可能增加10倍，电力价格会变得更加不稳定，并需要增加备用机组的装机容量¹⁵⁸。

总之，虽然这些战略已经取得了显著的成功，但欧洲在可再生能源并网的其它方面的进展并不大。如果能扩大成员国之间跨区域市场平衡区，将提供额外的显著集成优势，但这方面还没有很大进步。此外，计划将日间和平衡市场的结合已落后于预定的日程。

3.7 电力调度

设计欧盟的批发电力及配套服务市场，是为了实现电力系统运行成本的最小化。通过发电厂可变成本（如欧盟排放交易体系中制定的二氧化碳价格），或通过环境标准（如根据大型电厂和工业排放指令的运行小时上限），使得电力调度中充分考虑环境的因素。欧盟目前实行可再生能源发电的优先调度政策。

整个欧盟的批发市场有多种模式，对发电调度和配套服务的采购采用了不同的方法。然而，它们都被设计成按优先顺序调度，在系统的安全性，传输，和监管限制的基础上，发电机组按照短期边际成本进行调度。除了Nord Pool电力交易所以外，在欧盟内大多数市场历史上都由各成员国自己调度，进行国与国之间的双边贸易，而不是通过跨越多国的集中式调度¹⁵⁹。市场耦合，如上所述，可以扩大协调调度的范围，而不需要一个单独的系统运营商以及多国参与的共同市场规则。一旦完全市场耦合形成，市场之间的价格趋同应当反映在统一调度上。

在确定调度顺序的过程中并没有明确考虑环境因素，但通过发电成本或监管规则将环境因素融入调度方案。对于碳排放，主要是通过欧盟排放交易体系中，要求发电厂购买配额，以支付他们的二氧化碳排放量，以及通过大型电厂和工业排放指令，要求大型火电厂通过安装污染控制设备来达到排放标准。无论在哪种情况下，运行高污染发电机组的可变成本都将增加，从而提高了污染小的发电厂在调度顺序方面的竞争力。大型电厂和工业排放指令也实行电力调度中的强制约束，限制某些排放不达标机组的运行小时数。

可再生能源指令（Directive 2009/28 / EC）第16条规定，根据透明和非歧视性的标准，在不影响系统的安全性的前提下，欧盟成员国应给予可再生能源发电优先调度权。许多可再生能源发电技术（例如，风能，太阳能）具有非常低的可变成本。按照经济调度方法，这意味着，原则上在正常情况下，可再

¹⁵⁶ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council and the Committee of Regions, COM (2011) 885 final, Energy Roadmap 2050, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:EN:PDF>.

¹⁵⁷ Zachmann, G. (2010). *Power to the People of Europe*. Bruegel. (欧洲人的电力)

¹⁵⁸ European Climate Foundation (2011). *Power Perspectives 2030*. Retrieved from (电力系统展望) http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/PowerPerspectives2030_FullReport.pdf.

¹⁵⁹ 即使在2014年西北欧地区市场合并之前，成员国之间的跨地区交易的量也很大，以至于大多数时间，短期内市场价格都比较趋同。例如，荷兰电力市场与邻国的市场做了很好的集成，从北面的不列颠群岛和斯堪的纳维亚，到东南部的比利时，法国和德国。2011年，荷兰和比利时70%的价格基本趋同，近90%的时候与德国相同，并且7%的事件与挪威一样。

生能源应该“优先调度”。然而，当输电线路出现拥塞时，当火电和水电机组接近最低运行水平时，或者当高比例非同步可再生能源发电威胁到系统频率时，系统运营商都可能会放弃可再生能源发电。可再生能源指令只要求系统运营商采取措施，尽量减少不适当的可再生能源弃电，但并没有定义什么叫“不适当”。

作为一种波动性发电上网的策略，许多欧盟成员国都转向采用更快的电力调度方法和备用容量共享的方法。例如，德国作为一个单一价格区域能源市场，其中包括日前调度、日内调度和备用容量市场。在当天交易市场允许调度方案公布前 45 分钟前投标¹⁶⁰。所有的可再生能源都可以由输电系统运行商选择，能源和成本都基于可再生能源的实时再分配，以及按每个平衡区荷载分享比例相关的不平衡实时再分配求同。这些运行商负责平衡提前 15 分钟预测的和实际发生的可再生能源产出份额差¹⁶¹。白天，输电系统运营商根据短期波动性发电预测结果，通过在日内市场上购买和出售改变自己的市场地位¹⁶²。表 2 显示了多个运行商之间通过备用容量分享来减少容量储备。

表 2: 德国通过共享二级备用系统减少备份容量(MW)¹⁶³

备用类型	爬坡上 增加备用 之前	爬坡上 增加备用 之后	爬坡下 减少备用 之前	爬坡下 减少备用 之后
初次调节	135	135	不适用	不适用
二级备用	630	532	-450	-464
三级备用	350	288	-756	-532

3.8 碳价

欧盟碳排放交易体系自 2005 年以来一直在运行，按照其覆盖的污染源每年的排放量计算，它是世界上最大的碳排放交易体系（ETS）。欧盟 ETS 目前涵盖的二氧化碳排放量来自约 11500 个排放大户，约占欧盟二氧化碳排放量的一半（或所有温室气体排放量的 45%）¹⁶⁴。发电厂占据了排放量的最大份额。为了减少该体系的复杂性，小排放用户，定义为每年排放少于 25,000 吨二氧化碳的设施，一般不包括在内。对于阶段 3（2013-20），实行总量控制后每年减排 1.47%，致使 2020 年的总排放量比 2005 年的初始排放水平低 21%。

¹⁶⁰ Ernst, B., Schreier, U., Berster, F., Pease, J.H., Scholz, C., Erbring, H.P., Schlunke, S., and Makarov, Y.V. (2010, February). *Large-Scale Wind and Solar Integration in Germany*. Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory, p. 25. Retrieved from (德国的大规模风电和太阳能并网) http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19225.pdf.

¹⁶¹ Ernst, B., Oakleaf, B., Ahlstrom, M.L., Lange, M., Moehrlen, C., Lange, B., Focken, U., and Rohrig, K. (2007). Predicting the Wind. *IEEE Power and Energy Magazine* 5, No. 6, November/ December 2007, pp. 78-89. Retrieved from (风电预测) http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=4383126&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D4383126.

¹⁶² B. Ernst, U. Schreier, F. Berster, J.H. Pease, C. Scholz, H.P. Erbring, S. Schlunke and Y.V. Makarov, *Large-Scale Wind and Solar Integration in Germany*, prepared for the DOE (Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory, (德国的大规模风电和太阳能并网) February 2010), http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19225.pdf.

¹⁶³ Ibid.

¹⁶⁴ See European Commission Climate Action, *EU ETS*. Retrieved from http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm.

ETS 的前两个阶段（2005-2007）和（2008-2012 年）中，配额大多免费提供，但有些行业按基准分配（所以每个行业的相对高效的排放用户得到的配额更多些）。自从 2013 年开始的第三阶段，拍卖成为“标准”的配额分配方法。改为拍卖的部分原因是针对发电厂将免费发放的配额“成本”转嫁给最终用户，从而为发电厂创造暴利这一现象的回应。一些欧盟成员国，包括波兰（以煤炭为主的电力行业），正在缓慢地逐步淘汰对电力行业发放免费的配额，且计划于 2020 年前彻底取消对电力行业的发放。这些动作较慢的成员国同意实施一些计划，花费相当于免费配额至少 3 倍的投入，以减少国内电力行业的排放量¹⁶⁵。

ETS 指令规定，拍卖配额收入中至少应有一半用于应对欧盟范围内的气候变化，另外一些资金将用于发展中国家。最近的一项独立分析的结论是，如果欧盟要拍卖的所有配额，并将拍卖收入“再循环”进入另外一笔经费，用于终端能效项目，例如扩大电网企业上述开展的能效项目，这将大大降低终端用户的电费，同时加大电力行业的减排力度¹⁶⁶。从另一种角度来看待这一结论，假如能够同时扩大能效项目的范围，那么在不用大幅提高最终用户电价的基础上实现压缩排放总量，将还有很大的空间¹⁶⁷。

3.9 当前的问题及其建议

欧盟的电力行业正面临多种错综复杂的挑战，出现了三个关键的、但至今没有得到解决的问题。尽管许多欧盟成员国已经取得了减少温室气体排放的重要进展，欧盟领导人宣布的不具约束力的2050目标意味着，电力行业还需要持续的转型，持续提高终端能效，建设一个支持高比例可再生能源的电力系统。其次，欧盟仍在努力朝着一个集成化的、覆盖全欧盟的电力行业，采用统一的规则，制度和监管法规的目标迈进。欧盟正面临着确保这一集成的电力市场将支持长期的温室气体减排目标任务。第三，许多欧洲政府正在努力修正自己的国内政策，如英国的电力市场改革和德国的Energiewende。这些国内的讨论正受到本国优先发展以及欧盟的政策（例如，大型电厂指令）两种力量的推动。与此同时，国内的改革也将影响正在进行的关于欧盟政策的讨论。鉴于欧盟的目标 - 尤其是可再生能源并网 - 将需要整个欧盟的认真协调，以取长补短的方式设计好国内政策是非常重要的。

在政策机制方面，欧盟的能效，可再生能源，排放交易政策等仍存在争议。在节能方面，主要的政策争议还是2030年的减排指标，以及这一指标是否该具有法律约束力。欧盟自身的评估表明，2030年减排40%的目标会带来净收益，虽然欧盟目前只提出30%的目标¹⁶⁸。对于电力行业，持续的争议是成员国是否让电网公司承担每年节能1.5%的义务，还是通过“可替代政策”来达到同样的节能。

对于可再生能源，政策制定部门对固定上网电价补贴政策（FIT）及其费用的分配方式都进行了仔细审查。有几个国家已经实施了大幅度的对FIT费率的临时消减，对可再生能源征收税款，并强行延期对新FIT合同的发放，或暂停新的合格FIT项目的开发 - 所有这一切都可能破坏可再生能源产业的长期生长。其他国家对于可再生能源的扶持制度采取了更谨慎的改变。对于如何实行足够的激励政策支持可再生能源的发展，降低可再生能源的成本，支持经济增长，仍将存在继续的争论。

¹⁶⁵ See European Commission Climate Action, *Auctioning*. Retrieved from (见欧盟委员会气候法案-拍卖。) http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/auctioning/index_en.htm.

¹⁶⁶ Sijm et. al. (2013). *Investing EU ETS Auction Revenues into Energy Savings*. Retrieved from (将 EU ETS 拍卖所得收入用于节能投资) <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2013/e13033.pdf>.

¹⁶⁷ 关于 ETS 取得的减排效果的讨论，见 Ellerman (2010), *Cap or trap? How the EU-ETS risks locking in carbon emissions*, Sandbag, retrieved from (总量限制还是陷阱？EU-ETS 如何冒着陷入减排漩涡的风险)

(www.sandbag.org.uk/site_media/pdfs/reports/caportrap.pdf, and IETA (2014, March), *European Union: The World's Carbon Markets: A Case Study Guide To Emissions Trading*.)

¹⁶⁸ 见 WWF (2014). (欧盟委员会常规发展情景下 30%节能目标成功实现) *Commission dresses up business as usual 30% energy efficiency target as success*. Retrieved from <http://mediterranean.panda.org/?226130/Commission-dresses-up-business-as-usual-30-energy-efficiency-target-as-success>.

某些欧盟成员国，包括丹麦，德国，爱尔兰，葡萄牙和西班牙，在大规模波动性发电并网方面处于国际领先水平，已率先实行了一系列并网政策，如风电预测，上网技术规范 and 互连建模要求等。然而，并网的挑战依然存在。大量间歇性风能和太阳能上网将需要欧盟成员国之间加强互连互通，建设新的输电投资项目，同时也需要每个成员国具有足够的各种灵活支持资源，包括需求响应，燃气发电，能源储存技术等。要做到吸引对非常灵活的容量资源组合进行投资，需要电力市场的设计和实施的当前状态进行严格的审查。一些欧盟成员国已经建立了（或正在考虑）容量电价机制，来解决能源市场的收入不足。其他国家（如德国）似乎在朝着不同的方向发展，争取找到并修补目前能源和配套服务市场执行中的缺陷。在某些情况下（如英国），双轨正在同时进行。正在考虑实行容量价格机制的国家，欧盟委员会和各成员国仍然在就如何确保容量市场支持国家电网的可靠性能与欧盟一体化的电力市场相协调，正在进行讨论中。

ETS也成为正在辩论的主题。大多数观察家都认为，鉴于经济增长的疲软，能效的提高，以及可再生能源的强劲增长，降低（“收紧”）排放总量上限仍有空间，然而，关于收紧到什么程度以及收紧后对配额价格会产生什么影响仍有很多争论。ETS讨论的一个重要组成部分（有时这也是混乱不清的根本原因）是，ETS与能源政策的其他方面、尤其是能效项目如何互动。如上所述，如果能把减排总量控制与能效项目结合起来（又能降低发电总成本，又能减少温室气配额需求），无须显著提高消费者电价来降低排放上限仍有很大的空间，但也有许多观察家和决策者似乎认为，价格上涨是收紧排放的一个必然的结果。

参考资料

- Clover, I. (2014). European Council Ups 2030 Renewables Target to 30%. *PV Magazine*. Retrieved from http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/european-council-ups-2030-renewables-target-to-30_100016306/#axzz3CwNPaB00.
- Council of the European Union (1998). *Council Resolution of 7 December 1998 on Energy Efficiency in the European Community*. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:1998:394:0001:0003:EN:PDF>.
- Ellerman, A., et al. (2010). *Pricing Carbon: The European Union Emissions Trading Scheme*. Cambridge University Press.
- European Commission (2010). *Europe 2020 Strategy for Smart, Sustainable and Inclusive Growth*. Document No: COM(2010) 2020. Brussels: EC. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>.
- European Commission (2011). *Energy Efficiency Plan 2011*. Document No: COM(2011) 109. Brussels: European Commission. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0109:FIN:EN:PDF>.
- European Commission (2014). *Energy Efficiency and its Contribution to Energy Security and the 2030 Framework for Climate and Energy Policy*. Brussels: European Commission. Retrieved from http://ec.europa.eu/energy/efficiency/events/doc/2014_eec_communication_adopted.pdf.
- European Parliament and Council (2006). Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32006L0032:EN:NOT>.
- European Parliament and Council (2012). Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:EN:PDF>.
- OFFER (1998). *Energy Efficiency Standards of Performance for Public Electricity Suppliers 1998-2000*. Birmingham: OFFER. Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58680/2425-eesp98-2000.pdf>.
- Ofgem (2005). *A Review of the Energy Efficiency Commitment 2002–2005: A Report for the Secretary of State for Environment, Food and Rural Affairs*. London: Ofgem. Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58585/11254-18105.pdf>.
- Ofgem (2013). *Energy Companies Obligation (ECO): Guidance for Suppliers*. London: Ofgem. Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/75775/energycompaniesobligationecoguidanceforsuppliers-version11.pdf>.
- Ofgem (2014a). *Energy Companies Obligation (ECO)*. Retrieved 29 April 2014, from <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/energy-companies-obligation-eco>.

- Ofgem (2014b). *Previous Energy Efficiency Schemes: CESP*. Retrieved 29 April 2014, from <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/energy-companies-obligation-eco/previous-energy-efficiency-schemes>.
- Ofgem and the Energy Saving Trust (2003). *A Review of the Energy Efficiency Standards of Performance 1994–2003* [Joint report]. London: Ofgem and the Energy Saving Trust. Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58653/4211-eesopreportjuly03.pdf>.
- United Kingdom Government (2014a). *Energy Companies Obligation: Brokerage*. Retrieved 30 April 2014, from <https://www.gov.uk/energy-companies-obligation-brokerage>.
- United Kingdom Government (2014b). *Helping Households to Cut Their Energy Bills: Energy Companies Obligation (ECO)*. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/policies/helping-households-to-cut-their-energy-bills/supporting-pages/energy-companies-obligation-eco>.
- United Kingdom Parliament (2012). The Electricity and Gas (Energy Companies Obligation) Order 2012. Retrieved from <http://www.legislation.gov.uk/uksi/2012/3018/contents/made>.

4. 巴西的经验

4.1 机构及其职能

巴西在过去十年里大力开展结构调整和政策改革，对其电力行业产生了重要的积极的成果。特别值得注意的是，巴西的电网已经覆盖全国：99%的人口都可用电¹⁶⁹。其次，由于非水电类可再生资源的显著贡献，不断提高的终端能效，使得巴西对电力行业的投资满足了快速增长的需求。巴西拥有丰富的水电资源，该国三分之二以上的电力来自水电设施，同时对其他可再生能源也加大了投资力度，在可再生能源并网方面也取得了很好的成绩，所以巴西的可再生能源占电力生产总量的20%左右¹⁷⁰。

巴西的能源政策包括法律（立法手段）和规章制度（行政或监管机构手段）两部分。负责制定和实施国家能源政策的主要机构有巴西能源政策全国委员会（CNPE），矿业与能源部，以及国家电力局（ANEEL）。

巴西能源政策全国委员会（CNPE）是一个向总统负责的咨询委员会，成员包括部长和监管机构的负责人等。CNPE 的职能包括建议国家能源政策，制定供电可靠性标准，批准某些“战略性”电力项目的拍卖等。

矿业与能源部（它也和 CNPE 协调工作）对执行 CNPE 指令负全责。该部负责规划，监测，并任命市场运营商和系统运营商的最高负责人，还具有特殊的干预市场的权力，当短时间内供电出现短缺情况下行使干预。

国家电力局（ANEEL）是一个独立的监管机构，负责监督发电，输配电，以及电力交易。机构委员按照固定任期任命，不与总统任期一致。该机构成立于 1996 年，负责执行通常与经济调控相关的职能，包括定价，规定并网条件，监督拍卖，授予特许经营权，审批市场规则和电网技术规范，并监督市场运营商和系统运营商等职能¹⁷¹。

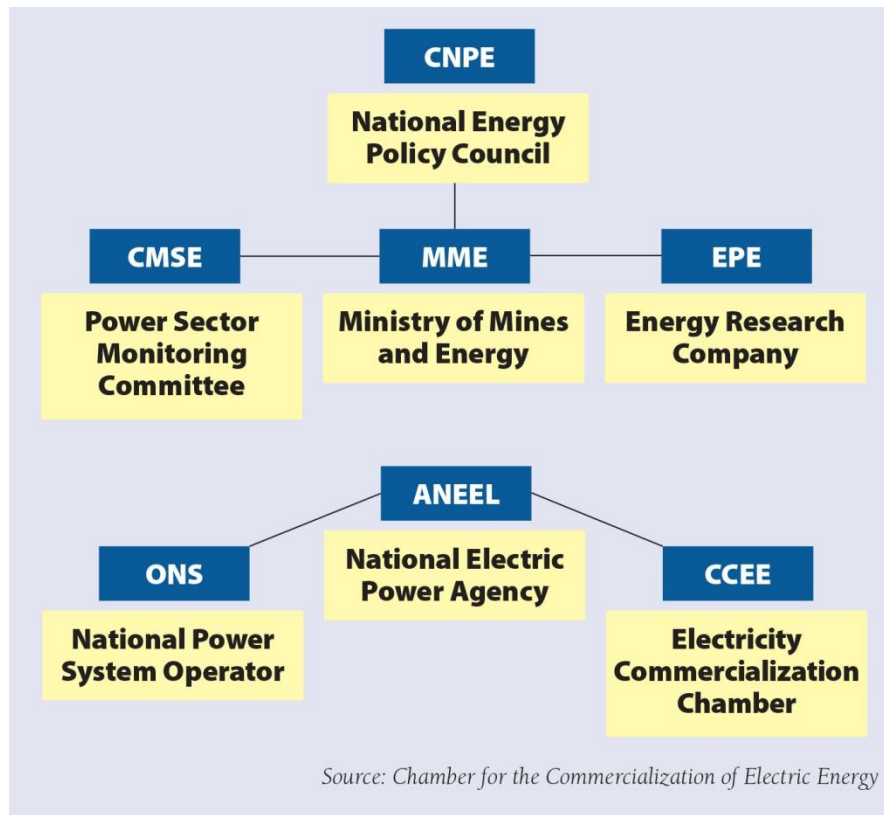
还有两个较小的咨询机构，一个是能源研究公司（EPE），是矿业和能源部的下属单位，负责为该部的规划提供技术支持，涉及广泛的规划研究（发电，输电，拍卖等等）；另一个是电力行业监测委员会（CMSE），它负责监测短期供电的可靠性。

¹⁶⁹ IEA (2013). *World Energy Outlook*, p. 333. (世界能源展望)

¹⁷⁰ 本节所述内容主要来自两个资料来源。一个是 Mauricio T. Tolmasquim 所著的“巴西的电力体制改革的经验（2012 年）” Tolmasquim 博士，与当时的能源部长迪尔玛·罗塞夫及同事们一起，是 2004 年巴西最新一轮改革的设计师。第二个资料来源是 2013 年 IEA 世界能源展望中巴西能源领域概述中的四章。

¹⁷¹ Tolmasquim, M. (2012). *Power Sector Reform in Brazil*. Synergia, p. 37. (巴西电力行业改革)

图 16: 巴西电力行业的主要机构设置¹⁷²



4.2 电力行业的结构

巴西电力行业目前的模式是2004年确定的，可以追溯到1993年和1998年的改革方案。这一模式实行了公有制与私人投资的双轨制，配合了促进竞争的创新机制。通过拆分发电、输电和配电，这些改革建立了两种类型的零售消费者：“受制”型和“自由”型。住宅和小型商业和工业用户属于受制型的，约占巴西电力消费量的75%，他们只能从本地理区域的配电公司购买电力。自由型的消费者占剩下的25%，包括约40个工商业用电大户，允许他们直接与发电厂签订购电合同¹⁷³。

配电公司和发电厂之间的长期购电力协议（PPA）是巴西的电力行业运行模式的核心¹⁷⁴。每个配电企业负责预测本地区受制型用户的中期需求增长情况。对新增发电装机容量的长期合同的拍卖由政府部门监督，确保拍卖是集中式的，标准化的和透明的。这对于促进目前电力系统增长快速的低成本扩张是

¹⁷² 资料来源：Chamber for the Commercialization of Electric Energy, retrieved from (电力能源商业化合议事厅) http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx?lang=en; Mercados (2013), *Current Practices in Electricity Transmission* (电力传输的当前实践), retrieved from <http://www.raponline.org/document/download/id/6933>; and Tolmasquim, 2012.

¹⁷³ 消费者如果有 3MW 或以上容量并连接到 69kV 以上电压电网，就有资格成为“免费的消费者”，然而，新的大于 3MW 消费者（2005 年 7 月 7 日之后连网的）不受电压约束。满足这些要求的消费者可以选择性地在受监管的基础上购买服务。

“特殊的消费者”是 500 千瓦或以上负荷的太阳能，风电，以及生物质能发电用户，享受政策奖励。见 Tolmasquim, 2012, p. 7-72.

¹⁷⁴ Maurer and Barroso, 2011, and Azuela, et al., 2014.

一个重要机制。拍卖会上设定的价格将被传递到最终消费者用户。这些购电协议不论对供电商还是采购商，都提供防止价格波动的金融避险措施。到2013年，已经组织了24场发电拍卖会，规定了参与拍卖的技术种类（以促进资源的多元化），拍卖总量达到65GW，总投资达1200亿美元¹⁷⁵。2013年举办了两次所有发电厂参加的拍卖会，第一场签约了39个风电项目，预计2016年开始执行。第二次拍卖会上，拍卖2018年的325.6 TWh电力，也导致可再生能源发电中标，包括五个生物质发电厂，16个小水电站，以及97个风能项目。巴西风电的价格一直稳步下降，从2009年的\$85 /MWh降到2013年的\$53 /MWh¹⁷⁶。

这些购电协议决定由谁供电，购电金额以及支付的价格。但是，购电合同并不指定系统如何实际操作。这由一个独立的机构来处理，即国家电力系统运营商（ONS），通过集中式的电力调度，实现电力系统的优化（即总运营成本的最小化）。这时，批发市场主要是一种双边合约市场¹⁷⁷。然而，系统的调度是为了在系统的约束下，优化资源价值（最低成本调度）。当实际的生产和消费与合同义务不匹配时（几乎没有匹配过），市场运营商，CCEE，按照失衡结算价（PLD）处理这些差异，这即是短期能源市场¹⁷⁸。（电力调度的详情请见下文）。

除了确保资源承诺（根据物理资源的多少进行的）交易外，还有一个备用能源市场。作为所需储备能源量由矿业和能源部根据能源研究所（EPE）的研究结果确定。维持备用能源的成本费用，由巴西电力系统对所有用户收取的备用能源费来支付。

4.3 电力行业的规划

电力行业规划的目的是为了让发电和输电系统的发展跟上需求的增长，并维护系统的可靠性。以最低的成本提供高品质的服务，是规划工作的目标。环境影响和水资源综合利用也会对规划工作产生各种影响。总体而言，巴西的规划工作取得了相当成功，合理透明，但（如本文其他章节所讨论的）从更低的成本、更好地整合终端能效的角度，仍有改进的空间。

帮助制定规划是 EPE 的职能，该部门负责为能源规划工作开展研究，并提供规划工作的技术支持。在这项十年期的能源发展规划和输电系统发展规划的编制工作中，对各类市场、发电、输电和环境开展研究。EPE 也进行一些配套的研究¹⁷⁹，包括市场预测和负荷预测¹⁸⁰。五年期限的预测工作涉及到 EPE 和 ONS 之间的协作。

出于规划的目的，巴西的输电系统分为两个系统，一个是全国联网系统（SIN），覆盖全国大部分地区，另一个是巴西北部的独立系统。巴西现有的输电网络比较老旧，输配电损耗都比较高，高达 16-17%左右¹⁸¹。这种损耗不仅是技术上的，还包括窃电和测量误差造成的。ANEEL 的重点是通过年度电费检查来减少这些损失¹⁸²。

¹⁷⁵ IEA, 2013.

¹⁷⁶ The Oxford Institute for Energy Studies (2014, August). *Sustainable Energy in Brazil: Reversing Past Achievements or Realizing Future Potential*. Retrieved from (牛津能源研究所 (2014 年 8 月)。巴西可持续能源：回到过去的辉煌，还是实现未来的潜力。) <http://www.oxfordenergy.org/2014/08/sustainable-energy-in-brazil-reversing-past-achievements-or-realizing-future-potential/>.

¹⁷⁷ 系统运营商的职能对系统的顺利运作至关重要。创建了一整套机制，保证其不受政府以外的私营企业及其代理的干扰独立运行。见 Tolmasquim, 2012, p. 41.

¹⁷⁸ 失衡结算价反映边际运行成本（CMO），代表每周的市场出清价格。见 Tolmasquim, 2012, p. 107.

¹⁷⁹ ENE 更值得一提的研究包括十年能源发展规划（PDE），国家能源计划（PNE），国家能源平衡（BEN），和输电区划规划研究，从中产生了输电发展计划（PET）。见 Tolmasquim, 2012, p. 46.

¹⁸⁰ Tolmasquim, 2012, p. 93.

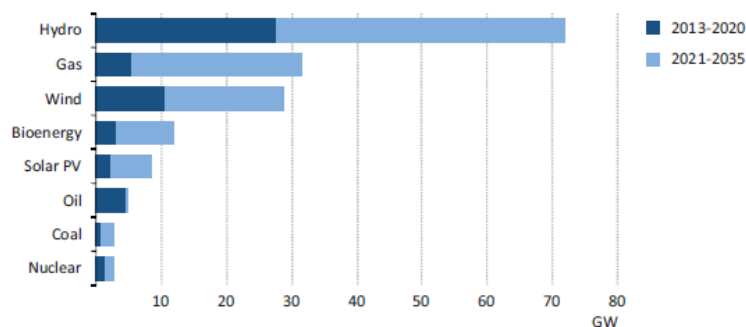
¹⁸¹ The Oxford Institute for Energy Studies, 2014. (牛津能源研究所)

¹⁸² IEA, 2013.

输电系统的扩建通过逆向拍卖的方式来解决，对输电网络扩建给予 30 年的特许经营权。从 1999 年到 2010 年，进行了 15 次拍卖，确定了 67 个项目，建设输电线路总长达到 21,317 公里。2015 年预计建成的 18,000 公里输电线路中，近 14000 公里落后于预定计划¹⁸³。到 2020 年预计需要建成 42500 公里新的输电线路¹⁸⁴。政府发布了一项 10 年输电发展规划，提出从 2013 年到 2022 年间将增加五万多公里的传输线路，输电损耗将从 17.3% 下降到 16%¹⁸⁵。

巴西拥有超过 120GW 的发电能力，其中约 68% 是水电。有近 900 个大小不等的水电站，有的非常大有的很小，均沿巴西的河流而建。巴西拥有的 84GW 的水电总装机容量仅次于中国，是世界上水电装机容量第二大国。其余的是可再生能源（主要是风能，太阳能和生物质发电），化石燃料的火电厂和核电站。图 17 显示了巴西 2013 年到 2020 年新增发电容量，以及 2035 年的预测。

图 17: 巴西 2013-20 年期间上网发电装机容量以及到 2035 年的预测¹⁸⁶



巴西丰富的可再生能源资源尚未得到充分利用。该国拥有另外 180GW 水电和 350GW 风力发电潜力。此外，还有巨大的生物质能发展空间。巴西十分巨大的太阳能资源也被广泛认可¹⁸⁷。

图 18 显示出巴西能源生产情况和水力发电的优势。除了电力行业的低碳足迹，由于水电比重大，巴西的各大型水库使得该国电力系统有着很大程度的灵活性，可以接纳大量的间隙性发电资源，如风电。预测显示，按百分比计算，风电成为增长最快的发电资源，按绝对值，也是近期投资期间内装机容量增长最快的发电技术¹⁸⁸。2015 年至 2018 年期间，巴西预计将斥资 149 亿美元开发风电项目，增加风电总装机容量 7,227 兆瓦。目前，有 202 个风电项目已并网运行，还有 378 个正在建设中¹⁸⁹。

¹⁸³ The Oxford Institute for Energy Studies, 2014. (牛津能源研究所)

¹⁸⁴ Tolmasquim, 2012, p. 82.

¹⁸⁵ The Oxford Institute for Energy Studies, 2014. (牛津能源研究所)

¹⁸⁶ IEA, 2013.

¹⁸⁷ The Oxford Institute for Energy Studies, 2014. (牛津能源研究所)

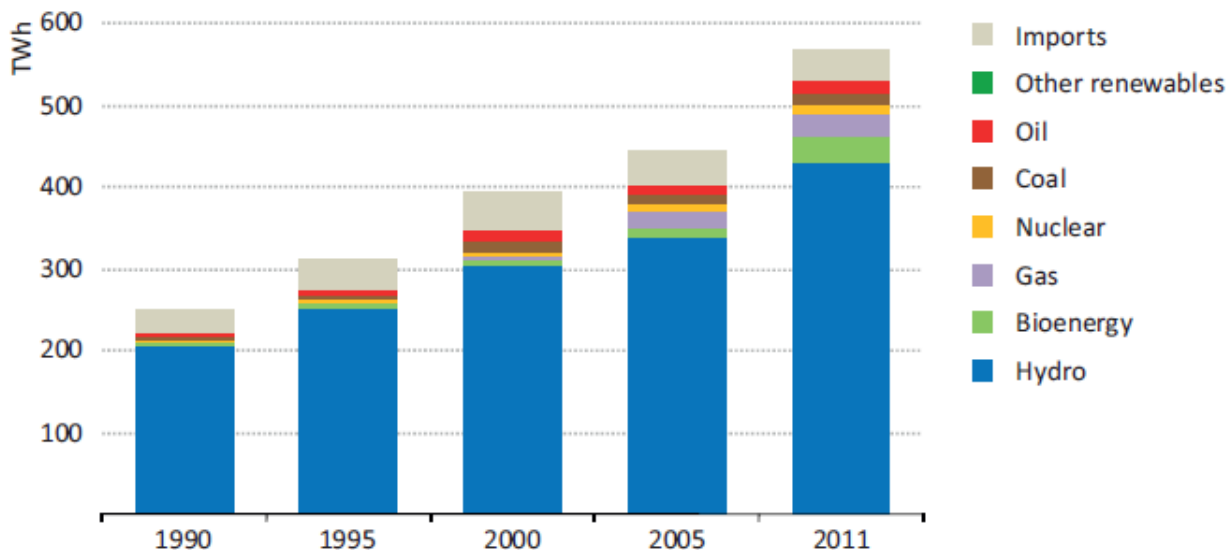
¹⁸⁸ 资料来源: (BNEF 国家概况以及 Q4 2013 风电市场展望) BNEF country profiles and Q4 2013 Wind Market Outlook; retrieved May 20, 2014, from <http://www.bnef.com>; country profiles, downloaded on May 20, 2014 and BNEF, Q4 2013 Wind Market Outlook, December 2013, Bloomberg projects 8227 MW of wind energy capacity additions in 2014, 2015, 2016.

¹⁸⁹ Global Post (2014). Brazil to invest \$14.9 bn in wind energy between 2015 and 2018, September 9, 2014. (巴西将在 2015-2018 年投资 149 亿美元发展风电) Retrieved from <http://www.globalpost.com/dispatch/news/agencia-efe/140909/brazil-invest-149-bn-wind-energy-between-2015-and-2018>.

2012 年、2013 年、和 2014 年的枯水年份同时增加了高峰用电需求，降低了水电站的蓄水高度。其结果是，天然气发电迅速增加，因为需要依赖天然气发电以平衡水电的变化。2012 年，天然气超过了生物质成为第二大能源供应来源，占 8.5%¹⁹⁰。

有人认为，2035 年以后巴西水电的长远未来具有很大的不确定性。越来越多的公众反对建设大型水坝，掀起了建设径流型水电项目的势头，因此未来十年预计水电库容只能增长 2%。在防止洪水泛滥的同时，径流型水电站很少或不用蓄水，其动力输出更容易受降雨量的变化的影响¹⁹¹。

图 18: 1990–2011 能源产量



资料来源: BNEF

巴西只有约 30% 的水电潜力得到了开发。新建与现有的水电站加在一起，其容量或潜在容量远远满足不了负荷的要求。2020 年十年能源发展规划提出，水电资源开发将增长 56%，其中大部分将来自新建水电站。一个重要因素是，能否开发亚马逊河流域，该流域本身占巴西水力水电资源潜力的 40%，在综合考虑社会经济和环境影响之后可以得到发展。巴西计划尝试“平台型电站”，试图限制开发电站址，避免建设工人住房，尽量减少铺设道路，在受影响地区重新造林，施工完成后防止建设新的村庄和城镇。这种平台电站将实现高度自动化，只需要数量相对较少的工作人员，堪比海上石油和天然气平台¹⁹²。

长达五年的长期的干旱造成的电力短缺，成为了一个重大风险，需要通过有效的规划和资源开发的多样化来解决。在过去十年的努力下，完善了系统规划、投资以及可靠性，巴西的电力系统似乎能够应对这些挑战¹⁹³。

¹⁹⁰ The Oxford Institute for Energy Studies, 2014.

¹⁹¹ The Oxford Institute for Energy Studies, 2014.

¹⁹² IEA, 2013.

¹⁹³ 然而，在 2007 年 12 月期间在东北异常干燥的条件下，电力行业监管委员会 - 制定了监控服务条件 - 采取紧急措施，有效地否决调度模型。这些变化导致了在系统上的一些改变。见 Melo, E. and da Costa, A., 巴西电力行业的新治理结构：如何才能引入市场机制？

通过十年能源发展规划，EPE 提出了 10 年期输电网络扩建需求。针对前五年的一系列研究报告形成了输电系统发展规划的基础。通过电网扩建和改造计划（PAR），ONS 负责提出输电系统修改方案，以满足系统运行的需求。这些规划方案结合在一起，并在矿业和能源部门的协调下，出台了招标和资助计划，最终由监管机构 ANEEL 负责实施。

4.4 节能资源的获取、定价和融资

不论联邦政府还是 ANEEL 都广泛参与了能效工作。联邦政府通过政府控股的电力公司-ELETROBRAS¹⁹⁴，开展了各种各样的能效项目。而电力监管机构给配电公司提出了更加严格的能效义务。

联邦政府参与能效工作始于 1985 年实施的节约用电政策（行政指令数 1877 号），联邦政府成立了名为 PROCEL 的全国电力节能项目（Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica）。本来，PROCEL 是在 ELETROBRAS 内部管理，1991 年，PROCEL 转为由矿业和能源部协调的一项政府计划，但它仍然依赖于来自 ELETROBRAS 和联邦贷款基金两个渠道的资金，即 Global Revision Reserve（RGR）。ELETROBRAS 负责管理来自 RGR 的基金¹⁹⁵。另外的资金渠道来自国际组织，以扩大 PROCEL 的活动。PROCEL 基金或配套资金为各种能效工作提供经费，这些工作包括：研究，开发和示范，教育和培训，测试，认证和标准，营销和推广，私营部门的支持，电网公司的需求侧管理项目，以及直接执行节能措施等¹⁹⁶。

巴西 1990 年编制了节能服务公司（ESCO）指南，规定 ESCO 可通过自行投资或通过第三方融资，根据能源项目获得的节能效益获得经费资助。然而即使在今天，巴西的大多数节能服务公司都是小企业，员工不足 10 人，总收入不过 113 万美元。也有一些中型节能服务公司，营业收入超过 567 万美元，现有员工 20 多人，还有一些工程公司，提供节能领域的技术服务。然而由于投资融资的局限性，很少有公司能够按计划开展活动。节能服务公司的主要资金来源于国家经济和社会发展银行贷款，并确保长期融资，节能服务公司必须证明有足够的财力，并显示增长的潜力¹⁹⁷。

同样是在 1990 年，为了提出、实施和监督有效的节能措施，保证合理用电，并控制和传播相关信息，政府出台了立法，在所有政府部门成立了节能实习生委员会（CICES）。1993 年，成立了一个合理生产和使用能源（GERE）执行工作组，以监督 CICES。但是，政府没有为 CICES 提供任何资金，也没有具体的目标，因此也就没有有效的 GERE 监督。每个 CICE 的成员寻求在其各自的领域内开展独立型的最佳节能实践，为自己确定节能指标，没有政府机构的监督，也不保证成功¹⁹⁸。

1994 年，私有化配电企业的特许经营合同条款中规定，电网公司必须投资开展节能和研发工作。然而，这些合同条款往往过于笼统，难以监控，因此相关部门很难核实电网公司的业绩表现¹⁹⁹。1998 年，在 PROCEL 的倡议下，监管部门 ANEEL 制定了规章制度，更加明了电网企业必须完成的各项任务，包括每年的投资额，上报程序，项目的审批和核查规则等。这项规定要求，私有化配电公司至少将收入（每年约为 1.7 亿美元）的百分之一用于提高能效的措施²⁰⁰。这笔经费中，只有一半直接用于能效投资。实际上，这是一种强制性的公益性收费。还要求仍然国有的配电公司在续签特许经营合同时也需要支

¹⁹⁴ Eletrobras 是国家控股的（52%股份）的电网企业，负责 38%的巴西发电、大多数输电（直接或作为财团的一部分），以及六个小型的配电公司。

¹⁹⁵ Lees, 2010.

¹⁹⁶ Szklo, Schaeffer, Schuller, and Chandler, 2005.

¹⁹⁷ De Oliveira, Shayani, and De Oliveira, 2013.

¹⁹⁸ Ibid.

¹⁹⁹ Jannuzzi, 2005.

²⁰⁰ Szklo et al., 2005.

付这笔公益性收费。从 2000 年开始，发电和输电公司也必须做出贡献，但是还没有把这笔公益性收费的收入用于开展能效工作²⁰¹。电网企业的义务被写进了 2000 年 7 月 24 日的 9991 号法律。

2001 年，巴西国会通过了能源效率法（2001 年 10 月 17 日的 10295 号法律）。该法规定了节能和合理利用能源的国家政策，允许政府部门制定巴西市场上销售产品的最低能效标准，不论这些产品是在本地生产或是进口，并召开相关方参加的听证会。该法还规定了政府必须推动建筑能效措施。然而能源效率法的实施进展一直缓慢：能效标准只出现在少数几类电器和设备上²⁰²。

2011 年，巴西矿业和能源部发布了全国能源效率计划。该计划要求到 2030 年削减 10% 左右的能源消耗，相当于节约 106 TWh 电力，并当年避免 3000 万吨的二氧化碳排放量。该计划还包括 10 年内每年替换 1 百万台老旧冰箱。最后，该计划旨在提高工业、交通和建筑行业的能源利用效率²⁰³。

2012 年，ACEEE 评估了世界上 12 个最大经济体的能效表现。虽然住宅和家电能效标签方面取得了进展，但巴西的得分位于所列国家的后四分之一，低于美国和中国，但高于加拿大和俄罗斯²⁰⁴。巴西的节能公司只取得了很小一部分节能潜力，在制定工业节能效果分享合同方面远远落后于中国和美国²⁰⁵。

表 3: 巴西能效项目投资和节能效果, 1986–2009²⁰⁶

Year	Investment disbursements [² US\$ million]	Total consumption [TWh]	Avoided investment [² US\$ million]	Peak demand reduction [MW]	Energy saved	
					[TWh]	[% of total consumption]
1986–1999	298.08	3507	1809.96	2719.00	9.00	0.26
2000	14.71	332	1131.22	552.00	2.30	0.69
2001	16.97	310	1187.78	600.00	2.50	0.81
2002	23.76	324	735.29	309.00	1.30	0.40
2003	23.19	360	1131.22	453.00	1.30	0.36
2004	53.17	375	1404.03	622.00	2.40	0.64
2005	55.43	390	1018.10	585.00	2.20	0.56
2006	63.91	412	1244.34	772.00	2.80	0.68
2007	29.98	428	1583.71	1357.00	3.90	0.91
2008	17.53	426	1644.23	1588.00	4.30	1.01
2009	36.71	443	2213.56	2098.00	5.47	1.23
Total	633.44	7307	15,103.44	11,655.00	37.47	0.51

² US\$1.00=RS1.77 on 10/03/2010.

4.4.1 公益基金的利用

支持不同能效项目和各种应用项目的公益基金收入分配，将根据 ANEEL 制定的监管规章制度进行，要使用这些资金，电网公司必须提交项目方案，并接受监督检查。电网公司负责设计和执行所有自己的方案和项目。ANEEL 每年修订对电网企业项目的审批标准。2013 年，ANEEL 根据 EPE 的研究成果，起草了一套新的电网公司能效项目规定。在这些规定里，ANEEL 指定了电网企业将它们的公益收费份额（约每年 1.7 亿美元）用于节能项目投资时必须遵守的标准²⁰⁷。

自从 1998 年开始实施公益性基金收费以来，收入的分配已经发生了很明显的改变，并且巴西国会已经通过了几部法律，影响到公益费的具体征收方案。虽然总费率一直保持在电网企业收入的百分之一，

²⁰¹ Taylor, Govindarajalu, Levin, Meyer, and Ward, 2008.

²⁰² De Oliveira et al., 2013.

²⁰³ International Partnership for Energy Efficiency Cooperation, 2012.

²⁰⁴ Hayes, S., et al. *The ACEEE 2012 International Energy Efficiency Scorecard*, ACEEE, Report E12A. Retrieved from <http://www.aceee.org/sites/default/files/publications/researchreports/e12a.pdf>.

²⁰⁵ BNEF (2013). *Energy Efficiency in Brazil, Tantalizingly Out of Reach*, December 13, 2013. (巴西的能效)

²⁰⁶ De Oliveira et al., 2013.

²⁰⁷ GIZ, 2014.

但分配给能效项目的比重已经由 0.25% 变为 0.9%。巴西国会 2007 年通过的一项法律中，将能效项目的分配份额恢复到 0.5%，其中一半必须用于针对低收入家庭的能效措施²⁰⁸（2016 年 1 月 1 日，征收费率改回到 0.25%）²⁰⁹。一小部分（约 0.1%）还被用于支持 EPE 的工作。

在初始阶段，电网公司最高可将用于能效的 0.90% 经费中的 0.65% 用于“供应侧”措施，从而减少他们的技术和业务损耗。2000 年编纂的电网企业义务立法中，限制了对终端用户节能措施的经费使用，但电网公司的节电教育项目，以及市政机关的能源管理项目符合规定。这一改变更符合公共利益基金的目标，因为在新开放的电力行业中，电网企业对减少他们的损耗有很大的积极性。

随着时间的推移，ANEEL 连续几轮规章制度的制定逐步限制了电网企业的选项，使得必须从电网公司的最大成本效益比（大多数项目为 0.80，公共照明项目 1.00）的角度来开展能效项目。这项规定改变了电网公司的节能工作重心，转向关注那些原来对于电网公司的成本效益差，但为整个社会提供了好处的项目上。不允许利用公益基金征收的收入进行营销，而要求电网公司为每个经济部门都分配最低的资金比例。这些分配对在所有的电网企业是相同的，不论企业大小，也不论市场的差异。最初，能效项目必须只能在一年内完成，但以后的规定允许项目延长到一年以上²¹⁰。

表 4: 巴西电网公司在终端能效中的投资, 1998–99 和 2003–04²¹¹

Cycle	No. of utilities	Total investments (US\$ million)	% in end-use programs	Avoided demand (MW)	Energy savings (GWh)
1998–99	17	68.3	32	250	754
1999–2000	42	75.9	40	369	994
2000–01	53	35.4	94	n.a.	n.a.
2001–02	60	57.2	99	496	1,498
2002–03 ^a	28	39.8	100	n.a.	n.a.
2003–04 ^b	40	66.8	100	n.a.	n.a.

最初，所有的项目经费都来自公益基金收入。在以后的周期里，允许电网公司通过与设施企业签订的节能绩效合同中回收一部分能效项目支出，但不包括教育、市政或住宅行业的能效项目。电网企业回收的一部分资金可用于新的能效项目，一部分可用于降低消费者电价²¹²。

表 4 汇总了巴西电网公司自 1998-99 和 2003-04 年期间用于年度周期终端能效项目的投资额度、预计节能量以及避免了的电力需求增长。这种年度周期并不是日历年。2002 年以后的投资金额是估算值，因为没有披露官方数据。节省下来的需求和节能量估算甚至有些零散，因为当时几乎没有对节能绩效的系统性核查。通过收取公益基金进行的投资比 PROCEL 的投资高出五倍，在同一期间内达 7000 万美元²¹³。

²⁰⁸ Taylor et al., 2008.

²⁰⁹ 资料来源: ANEEL 手册 2012, 摘自 http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual-PeD_REN-504-2012.pdf.

²¹⁰ Taylor et al., 2008.

²¹¹ Ibid.

²¹² Ibid.

²¹³ Ibid.

4.5 可再生能源的获取、定价和融资

在巴西，可再生能源以水电占主导，占发电装机容量的较高份额：占全国 120 GW 装机容量的 80% 以上²¹⁴。由于其庞大的规模和强有力政策的组合，巴西也成为在发展风能，生物质能和太阳能发电的领导者。

2002 年，巴西推出了一项重大举措，以促进可再生能源（RES），替代能源激励计划（PROINFA）。该计划规定，到 2022 年底，3300 兆瓦的风电、小水电和生物质发电项目必须投产，合同期为 20 年。PROINFA 计划的作用很像固定上网电价补贴，让发电厂根据所用的技术获得固定的价格。巴西设立了能源发展专项资金账户，利用终端用户收费，支付给 PROINFA 系统的补贴和奖励²¹⁵。当 PROINFA 于 2011 年结束时，已开发了 2.6 GW 可再生能源，包括小水电、风电和生物质能²¹⁶。虽然受到了执行延误和企业对支付系统要滑等困扰，人们普遍认为 PROINFA 启动了巴西可再生能源业务的发展进程^{217,218}。

如今，拍卖各种技术相关的发电厂建设长期合同（如上所述）是巴西促进可再生能源发展的主要机制。在巴西监管下的市场 – 占全国电力需求的 75% 左右 – 发电机组必须通过拍卖方式向供电公司出售电力。反过来，供电公司必须购买足够的电力，以确保充分满足用户的需求。拍卖既针对现有电厂、新建电厂，也对备用电厂。而对于后两类，每次拍卖都针对特定的可再生能源，如风电或生物质发电。巴西对特定技术的拍卖似乎正在加快可再生能源的发展。截至 2014 年 2 月，例如，巴西有望到 2017 年实现风电装机容量 10GW，比该国的原计划提前八年²¹⁹。巴西下次拍卖定于 2014 年 10 月 31 日，将包括太阳能单独的一类。约有 400 个项目已经注册，总容量达 10.79GW。太阳能企业将争夺至少 5MW 项目的 20 年合同，这些项目必须在 2017 年 10 月前完成²²⁰。

巴西利用贷款进一步促进可再生能源的发展。开发商和制造商可以利用巴西开发银行的贷款购买或生产涡轮机组，以满足当地随时间不断增加的装机容量需求。

目前，60% 的风力发电机组零部件都由当地供应商提供，以下四种主要部件中至少有三种必须在巴西生产或组装：风塔、叶片、机舱和轮毂。符合本地要求一直是个挑战²²¹。

2012 年，巴西颁布了一批法律法规，以进一步扶持太阳能的发展。按照这些法规，为开发大型太阳能发电项目的电网公司提供 80% 的税收优惠。这些法规还为家庭和企业系统，如屋顶太阳能电池系统提

²¹⁴ Branco, A. (2013). *Renewable Energy Brazil* [Presentation]. PwC, April 2013. Retrieved from (巴西可再生能源) <http://brazilianchamber.org.uk/sites/brazilianchamber.org.uk/files/Castello%20Branco.pdf>.

²¹⁵ IEA/IRENA Joint Policies and Measures database. Retrieved from <http://tinyurl.com/pugc3rh>. (IEA/IRENA 联合政策措施数据库)

²¹⁶ The Oxford Institute for Energy Studies, 2014.

²¹⁷ Assunção, J., Chiavari, J., and Szerman, D. (2014). Misreporting in Wind Power Contracts. Climate Policy Initiative, May 2014. Retrieved from <http://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2014/05/Misreporting-in-Wind-Power-Contracts-Technical-Paper.pdf> & Luiz Barrason, PSR, www.irena.org/DocumentDownloads/events/2012/November/Tariff/4_Luiz_Barroso.pdf.

²¹⁸ Luiz Barrason, L. (2012). Renewable Energy Auctions: the Brazilian Experience [Presentation at IRENA workshop]. PSR, November 2012. Retrieved from (可再生能源拍卖：巴西的经验。IRENA 研讨会上的报告) www.irena.org/DocumentDownloads/events/2012/November/Tariff/4_Luiz_Barroso.pdf.

²¹⁹ Navigant Research (2014). *Brazil Will Have More Wind Power Capacity Installed by 2022 Than All Other Latin American Nations Combined* (巴西将在 2022 年前将拥有比所有拉丁美洲国家加在一起还要多多的可再生能源发电能力，新闻稿) [Press release], February 19, 2014. Retrieved from <http://tinyurl.com/lmb5vo9>.

²²⁰ Dezem, V. (2014). Brazil's First Solar-Specific Power Auction Draws 10.8 GW of Interest, *Renewable Energy World*, July 30, 2014. Retrieved from <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2014/07/developers-apply-for-10-8-gw-of-capacity-in-brazils-first-solar-specific-power-auction>.

²²¹ Nielsen, S. (2012). (BNDES 提高巴西风电机组的本地化制造) BNDES raises local content requirement for Brazil wind turbines, Bloomberg News, December 13, 2012. Retrieved from <http://www.bloomberg.com/news/2012-12-13/bndes-raises-local-content-requirement-for-brazil-wind-turbines.html>.

供净计量选项^{222,223}。与此同时，一个名为 Proesco 的政府贷款项目，能够帮助将屋顶太阳能发电的成本下降到全国 63 家配电公司中 10 大配电公司的成本水平²²⁴。

4.6 可再生能源并网

巴西丰富的水电资源，加上覆盖全国的输电网络，为间歇性可再生能源发电融入巴西电力系统（也就是大的国家平衡区）提供了必要的灵活性。水电互补了东北和南方地区的风电资源，也补充了东南地区的生物质发电²²⁵。巴西风电场的高容量系数也使得上网更容易，因为降低了间歇性。装机容量最大的巴西东北部地区，风力发电有很强的季节性规律，到旱季成为径流式水电站很好的补充。生物质发电也是一个互补的资源，在甘蔗收获的旱季开始前启动，并持续到旱季结束。水电站大坝也有助于抵消旱季径流发电量的减少，而水库也可在径流发电高位运行时得到补充²²⁶。

随着电力需求的持续增长，新的可再生能源并网发电，巴西正在规划建设新的输电设施。如上面提到的，巴西采用了有点不寻常但有效的国有拍卖程序，以满足这些需求。根据提出的需求（通过长期的输电规划过程），国家能源局计算出项目的最大“每年允许收入”额，随后举行的拍卖中投标人提出他们建设整个输电工程项目周期（一般为 30 年）所需要的年收入，以满足建设和维护的需要。特许经营权授予不超过能源局设定标底的最低标价一方。每年允许的收益由合同保证。虽然从理论上成本效益高，但巴西坚持采用最低中标价的做法有时会适得其反，因为有些看上去实力并不强的建设公司报价往往比更专业的竞争对手更低²²⁷。

4.7 电力调度

巴西的电力调度方法和发电补偿有一些有趣的和不寻常的特征，但按照同样的基本要素，其调度方法的核心与其他国家的系统并无两样：即坚持按边际成本顺序调度，最大限度地降低总运营成本，且认可（通过政策倾斜再生资源或设置排放绩效标准）环境破坏是一种发电的边际成本。

如前所述，在巴西，所有的电力都通过购电协议（PPAs）进行买卖。购电协议描述了买家和卖家之间的商业关系，尤其是将提供多少度电，将按什么价格购买，但购电协议并不管系统实际如何操作。

独立 ONS 负责巴西电网的实时运行。这需要规划和安排集中调度和运行，监督和协调电力系统运营中心的活动，管理输电服务，并提供配套服务。

²²² Nielsen, S. (2012). (巴西将出台规章制度支持太阳能发展) Brazil to issue regulations supporting solar energy, ANEEL says. *Bloomberg News*, March 14, 2012. Retrieved from <http://www.bloomberg.com/news/2012-03-14/brazil-to-issue-regulations-supporting-solar-energy-aneel-says.html>.

²²³ Thurston, C. (2012). (巴西为新的太阳能市场打基础) Brazil laying foundation for new solar market. *Renewable Energy World*, April 2012. Retrieved from <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2012/04/brazil-laying-foundation-for-new-solar-market>.

²²⁴ Bloomberg News (2012). (巴西太阳能，用 2.99MWh 与电网竞争) Brazil solar energy, at \$299 a megawatt hour competes with grid, July 3, 2012. Retrieved from <http://www.bloomberg.com/news/2012-07-03/brazil-solar-energy-at-299-a-megawatt-hour-competes-with-grid.html>.

²²⁵ Barrason, 2013.

²²⁶ IEA, 2013.

²²⁷ Salcedo, F. and Porter, K. (2013). (巴西国家电网的监管框架和成本约束) *Regulatory Framework and Cost Regulations for the Brazilian National Grid*, Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project, September 2013. Retrieved from www.raonline.org/document/download/id/6962.

发电厂业主将设备的运行控制全下放给 ONS，然后根据经济规律，或优先顺序，即为了提高边际（主要是可变的燃料）成本进行调度，这种方法与美国和欧洲是同样的。

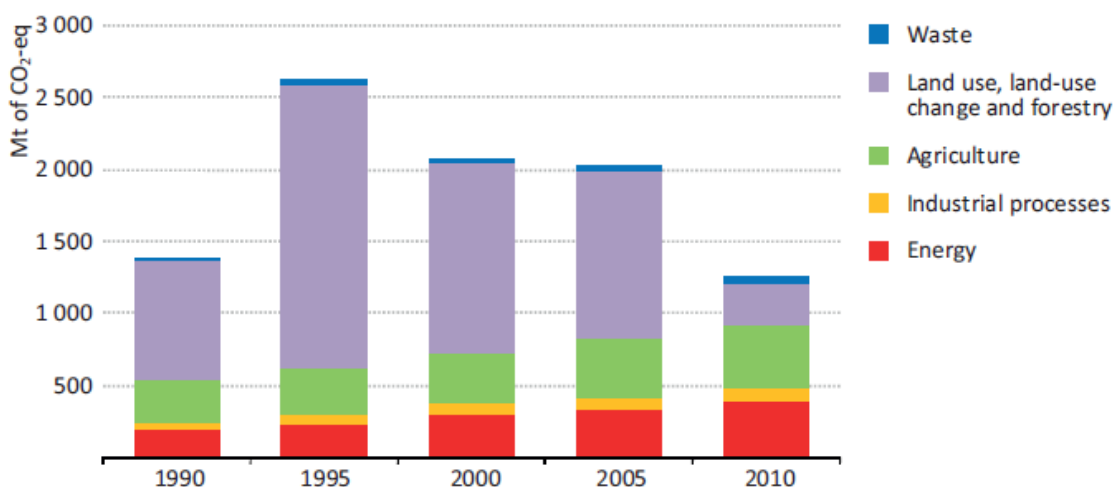
发电厂业主将系统所有设备的边际成本告诉给 ONS，由他们来确定机组的调度顺序（调度“堆栈”）。边际成本为零的设施，通常是水电和其他可再生能源机组，其输出无法被控制（“必须马上用”的资源），因此首先调度，之后接下来的是低成本的可调度机组，然后再随着需求的增加逐步调度更昂贵机组。但需求下降时，电厂按照相反的顺序下网。系统的总运行成本按这种调度方法达到最小化，因为作为一般规则，没有任何时候一个正在运行机组的边际成本会大于空闲的机组。

4.8 碳价

能源占巴西总体碳排放量的很小比例：2011 年仅占温室气体排放量的 32%，仅次于农业。土地利用和林业作业的提高，改进了该行业从 2005 年到 2011 年对温室气体排放的作用。图 19 显示了巴西各来源的温室气体排放量。虽然巴西有比俄罗斯更大的经济体，其温室气体排放的贡献只有俄罗斯的四分之一²²⁸。巴西在 2008 年发表了关于气候变化的国家计划，并且在 2013 年启动了规划修订工作²²⁹。

碳定价框架尚未在巴西实施，虽然 EIA 的世界能源展望凸显了巴西某些行业建立一个碳定价框架的愿望²³⁰。

图 19: 巴西不同来源的温室气体排放情况²³¹



Source: Ministry of Science and Technology (2013).

4.9 当前的问题及其建议

在经济快速增长的情况下，巴西面临着识别、建设并整合各种优势资源的挑战。巴西的决策部门急于拥有足够的资源，建设可靠的电力系统，以避免某些国家 2011-02 年经历的电力危机的重演。与此同

²²⁸ IEA, 2013, p. 318.

²²⁹ See Government of Brazil's National Plan on Climate Change, retrieved from (见巴西政府的国家气候变化计划) http://www.mma.gov.br/estruturas/imprensa/_arquivos/96_11122008040728.pdf, and Partnership for Market Readiness country profile, retrieved from <https://www.thepmr.org/country/brazil-0>.

²³⁰ IEA, 2013, p. 50.

²³¹ IEA, 2013, p. 310.

时，巴西电力行业的碳排放量，过去由于水电资源的比例高而导致的低排放，与其他经济部门相比增加得更为迅速。该国的既定目标包括提高能源效率，在电力结构中保持较高比例的可再生能源，并减少输电的损耗²³²。要实现这些目标，还需要一个更强大和更具凝聚力的政策框架，包括更好地整合需求侧资源。

巴西的一些重要的资源挑战尚未得到根本解决。首先是能源效率，正如我们所看到的，在巴西的电力行业，能效资源尚未得到综合开发²³³。一个主要的挑战是加大能效项目的开发，以助于实现巴西的资源开发和减排目标。到目前为止，只有供应方可以通过拍卖竞争供电系统的资源合同。政策制定已经在酝酿，允许能效资源在未来的拍卖中竞争。这是一种很有前途的想法，如果设计得好，就能展示能效作为一种可靠和低成本的优势，但仍有待观察是否会有这种拍卖，以及如何执行拍卖。一个相关的问题是如何要求电网公司将营业收入的一定比例投入能效项目，目前这一比例只有 0.5% 左右。

其次，巴西面临着水电系统的特殊困难。巴西现有的水力发电设施有巨大的库容，对可再生能源可靠性和并网发电发挥了重要作用。但对大型水电设施引起的环境破坏日益受到关注。为了减少与洪水有关的环境破坏，建设了更多新的没有水库的径流式水电站。此外，也存在改变降雨模式的风险。事实上，2013 年和 2014 年已经成为巴西水电资源艰难的年份²³⁴。

第三，随着巴西国内天然气供应扩大，可再生能源占资源组合中的份额可能会变化。国际能源署（IEA）“2013 年世界能源展望”认为巴西的天然气产量会从 2012 年的 180 亿立方米（BCM）上升到 2020 年的 380 亿立方米和 2035 年的 920 亿立方米²³⁵。在某种程度上，天然气将取代水力和风力，而不是煤（并不是巴西的一个突出资源），这些新的天然气供应将导致越来越多的温室气体排放。

正如我们在其他国家看到的那样，回答所有这些问题都将围绕着巴西在以下方面的能力：1）实现一个完善电力行业规划过程，充分考虑各种能源资源及其特点；2）实现低碳规划过程中提出的发展指标和资源目标。正如我们已经讨论过，巴西在这些领域有一些明显的优势，包括精心设计的供应方资源拍卖。然而就如何细化这些政策，还将展开继续的讨论。

²³² 见巴西政府的气候变化国家计划。

²³³ Luomi, 2014.

²³⁴ O'Neil, S. (2014). Lights Out: Brazil's Power Problem. Council on Foreign Relations. Retrieved from <http://blogs.cfr.org/oneil/2014/08/12/lights-out-brazils-power-problem/>.

²³⁵ OECD (2013). Brazil "New Policies" scenario, p. 378.

参考资料

- Azuela, E.A., Barroso, L., & Cunha, G. (2014). *Promoting Renewable Energy through Auctions: The Case of Brazil*. LiveWire, World Bank.
- De Oliveira, L.S., Shayani, R.A., & De Oliveira, M.A.G. (2013). Proposed business plan for energy efficiency in Brazil. *Energy Policy*, 61, 523–531. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.125>.
- Dezem, V., Bloomberg (2014). Brazil's First Solar-Specific Power Auction Draws 10.8 GW of Interest, *Renewable Energy World*, July 30, 2014. Retrieved from <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2014/07/developers-apply-for-10-8-gw-of-capacity-in-brazils-first-solar-specific-power-auction>.
- GIZ (2014). *Brazil: Renewable Energies and Energy Efficiency*. Retrieved from <http://www.giz.de/en/worldwide/12565.html>.
- IEA, World Energy Outlook 2013, November 2013.
- International Partnership for Energy Efficiency Cooperation (2012). *Energy Efficiency Report: Brazil*. Paris: IPEEC. Retrieved from <http://www.ipeec.org/site/download.html?fid=37&type=members>.
- Jannuzzi, G.D.M. (2005). Power sector reforms in Brazil and its impacts on energy efficiency and research and development activities. *Energy Policy*, 33, 1753–1762. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2004.02.015>.
- Luomi, M. (2014) *Sustainable Energy in Brazil: Reversing Past Achievements or Realizing Future Potential*. Oxford Institute for Energy Studies.
- Maurer, L. T. A. & Barroso, L. A. (2011). *Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices*. Washington, DC: World Bank. Retrieved from: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/2346>.
- Lees, E. (2010). *European and South American Experience of White Certificates*. London: ADEME and World Energy Council. Retrieved from http://www.worldenergy.org/documents/ee_case_study_obligations.pdf.
- The Oxford Institute for Energy Studies (2014). *Sustainable Energy in Brazil: Reversing Past Achievements or Realizing Future Potential*, August 2014. Retrieved from <http://www.oxfordenergy.org/2014/08/sustainable-energy-in-brazil-reversing-past-achievements-or-realizing-future-potential/>.
- Szklo, A.S., Schaeffer, R., Schuller, M.E., & Chandler, W. (2005). Brazilian energy policies side-effects on CO2 emissions reduction. *Energy Policy*, 33, 349–364. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2003.08.005>
- Taylor, R.P., Govindarajalu, C., Levin, J., Meyer, A.S., & Ward, W.A. (2008). *Financing Energy Efficiency: Lessons from Brazil, China, India, and Beyond*. Washington DC: The World Bank. Retrieved from <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/6349>.
- Tolmasquim, M. (2012). *Power Sector Reform in Brazil*. Synergia, 2012.

5 低碳电力行业监管：结语和对中国的建议

在中国，电力行业的煤炭消费占到全国年度煤炭消费总量的一半以上。政府已制定了一系列目标来减少碳排放量和煤炭消费量，同时还制定了与之密切相关的提高空气质量的目标。这些在“十二五规划”（2011–2015）和“大气污染防治行动计划”（2013–2017）中均有描述。此外，许多省市也设定了雄伟的2017年目标，致力于减少煤耗、改善空气质量。电力行业的输电也是实现这些目标的重要部分。

本文探讨了美国、欧盟和巴西的电力行业监管经验，重点论述了碳排放监管的主要问题。尽管中国的国情和面临的挑战有所不同，但上述国家和地区的经验（无论成功与否）都是值得借鉴的。最后一章给出了对中国电力行业的建议²³⁶。

5.1 多种电力行业模式都可作为低排放模式

本报告中所涉及地区的电力行业打破了垂直一体化电网公司的格局，并引入了批发市场和零售市场的竞争机制，只是各地区“自由化”的程度不一。这种做法一直是欧盟和美国一些州的工作重点，部分欧盟国家已沿这条路线走得更远。但是，我们看到，无论选择哪种模式，高度重视监管都是降低电力行业排放的关键。

在市场自由化的案例中，电力行业仍应做出规划，以明确实施结果、确保取得理想的市场效果。换言之，市场不能设计市场本身，必须由管理机构进行严格监管（并在必要时加以调整），确保实现诸如减排等政策主旨。在欧盟，有关市场设计的讨论背景是以长期的碳排放目标与清洁能源政策、高比例可再生能源情景方案和能效成本效益的分析结果为框架的。

许多“传统”的电力行业模式也可以凭借低成本、可靠性满足电力需求，同时做到降低排放。这又回到了主题—监管是关键。如我们所见，美国一些州或多或少保留了传统模式，却已走在了减排的前列。与此同时，巴西也设计并实施了一套创新机制—拍卖发电与输电建设的长期合同—适合既非“自由化”、也非“传统”的模式，对需求量快速增长且受体制制约的发展中国家来说，无异于是提高可再生能源发电能力的一计良策。中国的问题不是如何使电力行业自由化，而是如何利用国际最佳实践的监管案例、设计出最适合中国国情与需求，且能以低成本、低风险实现能效与环境长期目标的监管模式。

5.2 将能效视为电力行业的一种资源

我们已见证了监管机构是如何通过透明的、精密分析的，且具有广泛基础的规划流程对电力行业的资源组合进行引导和施加影响的。从一些最佳实例中看出，管理需求侧资源（尤其是终端能效）大多由监管机构、电力规划方和电网公司负责。在我们介绍的实例中，监管机构要求将终端能效等同于传统发电和输配电资源，甚至有时要其作为“优先资源”。这些要求和监管规定均建立在无可争辩的强有力的事实之上，表明了能效是一种丰富而廉价的资源，可作为节省成本和减少排放的强大工具。中国已经制定了一系列优秀的政策用以推进能效，其中包括“万家企业节能低碳行动”项目、节能监督制度以及各种规范和标准。如果将这一长期承诺纳入良好设计的电力行业规划中，考虑包括能效在内的各种资源的所有成本和效益，那么，就极有可能发掘出更多取代燃煤发电厂、减少排放的机会。

²³⁶ 另请参见睿博能源智库，2013。

本文讨论了政府要求电网公司和配电公司实施终端节能的案例，还讨论了经过验证且成本效益高的成果。中国于 2010 年出台的《电力需求侧管理办法》，向建立电网企业能效义务迈出了关键的第一步。然而仍有许多工作要做：1) 加大节能义务（当前的目标是不低于上年售电量的 0.3%，最大用电负荷的 0.3%）；2) 将重点放在终端能效上（而不是电网企业的内部节能）；3) 加强评估、监测和验证需求侧管理投资。

最后，我们讨论了电网公司的监管及其支持终端能效项目的积极性之间的相互作用。美国的监管激励机制使得电网公司的绩效指标从原来的唯一指标售电量转变为包括其它考核标准（比如提供能效），上述经验值得中国借鉴。首先，要提高中国电网公司和电力行业的其它企业的财务状况透明度，研究电网公司的收入和终端能效之间的联系。之后，便可设计激励机制以调节电网公司的积极性和绩效。

5.3 管理可再生能源和辅助资源

我们还介绍了这三个地区是如何应对高比例可再生能源的规划及其纳入电力系统，以及伴随的对其他资源更高灵活性需求的挑战。中国在动员投资以迅速扩充电力行业资源方面取得了巨大成功，但仍面临诸多挑战，特别是可再生能源并网。

借鉴于以往的国际经验，目前有许多措施可供中国采用：

- 突出上网电价补贴政策的地域差异性，鼓励可再生能源的地域多元化发展。
- 在审批上报的风电项目时，更多地考虑输电和选址问题。审核新报发电项目时考虑输电问题。
- 发掘现有电力系统的灵活性，并调整发电定价结构，对提供了灵活性的现有电厂和新建电厂给予补贴。灵活性是指发电机组能迅速启停、快速提升或降低功率、可在低发电水平下运行。
- 为辅助服务制定进一步的补偿机制。
- 采纳或改进现有电网标准规范、政策和激励机制，刺激提高新建传统发电项目、可再生能源发电项目的灵活性。
- 停止在风能/太阳能潜力大的地区新建灵活性低的电厂。
- 电网公司和可再生能源发电企业共同承担弃电成本，电网公司承担大部分。这样一来，可使风力（以及太阳能）发电企业即使在弃电时也可能获得上网电价补贴。
- 分别通过虚拟方式（比如共享电力储备）或通过巩固平衡区、鼓励跨地区输电的方式来减少平衡区数量。
- 通过清晰的并网流程和统筹协调的输电规划，实现更迅速的可再生能源发电并网，改进可再生能源电厂的选址。
- 更好地利用风电预测系统。
- 采用更快速的发电机组安排和调度措施。
- 优先调度可再生能源。

以上所有措施都能大大提高发电系统的灵活性，更好地激励电网企业和其他相关方支持可再生能源发电。

5.4 电力调度

本报告得出的一个清晰的结论是，中国的电力调度方法与众不同。本报告涉及的所有国家和地区（实际上大多数其他国家也是这样），其电力调度都以最大限度降低可变运营成本为目的，其中包括所有已被“内化”的环境成本，比如通过排放定价。

而在中国，政府每年向燃煤发电厂分配运行小时数指标，所有燃煤发电厂的发电时数大致相等（4000-5000 小时），根据发电量制定电价，使电厂能够回收发电成本。这种发电调度的设计并不能优化系统运行的经济性，只是激励发电厂维持运行，给予较高程度的投资回报保证。如果电力需求超过或低于发电厂目标产量，超额电量或缺电量在各电厂之间相应分摊，称之为“平均调度”。这种方法并不能优化系统运行的经济性。如果转向基于发电可变成本的调度方式，将有助于减少电力行业的排放量，更不用说产生的附加效益了——节省发电投资、燃料和维护成本，提高可再生能源并网、提高系统可靠性。如果可变调度成本不仅仅包含直接发电成本而且包括环境和排放成本的话，还会带来更大成效。

当然，这对中国来说并不是一个新话题，中国政府已在一些省份试点电力调度改革，但尚未广泛实施。改进调度的一大障碍是电价机制，如上面提到的，把固定成本和可变成本归并在一起。一种可能的改革是建立一个两部制定价方案，使发电企业获得：（1）容量电价（单位：元/千瓦/年），与发电设施的可利用性相关联；（2）能反映短期可变成本（大部分是燃料成本）的电量电价（单位：元/千瓦时），与发电厂的实际产出相关联。

5.5 将碳价格纳入到其他减排政策中

我们已介绍了碳排放交易机制是如何越来越多地融合到其他政策中的（尤其是能效项目），这是因为单独依靠排放价格难以激励对节能或其他清洁能源的投资。在实践中，由于能源消费者对价格变化并不十分敏感，因此可以大幅提升电价去刺激能效投资。将排放交易机制与一些鼓励直接投资于能效的项目配合使用，已颇见成效。这些能效项目可由政府机关、政府下属机构或电网公司进行管理。在美国东北部的排放交易机制（主要针对电力行业）就是一个特别有用的例子，在这一机制下，排放配额可以拍卖，其收入用于支持终端能效项目（大多数项目由电网公司运作，见前文所述）。

参考文献

睿博能源智库 (2014). *对中国电力行业政策的建议：应对能源、气候和空气质量挑战的实用解决办法*，蒙彼利埃，佛蒙特州。报告可从网站下载：<http://www.raponline.org/document/download/id/6869>

睿博能源智库 (Regulatory Assistance Project (RAP)™) 是一个全球性专家咨询机构。主要关注全球能源政策的长期经济和环境的可持续。RAP 在能源政策方面有资深的经验，致力于促进经济效率、保护环境，确保电力系统的可靠性和扩大社会效益。

RAP 的专家组由前任政府官员和能源高管组成，我们在广泛的能源和环境领域为政府提供技术和政策援助。

RAP在中国

睿博能源智库自1999年开始在中国工作，目前在北京成立了长期办公室。RAP帮助中国政策制定者制定和实施相关政策，来促进可持续经济发展、增加能源系统可靠性、改善空气质量和公众健康，从而为中国大量和长期地减少温室气体排放作出贡献。

通过和美国能源基金会的密切合作，我们在能效、市场和监管政策改革、可再生能源和环境政策方面提供技术支持和国际经验。我们的国际合作伙伴包括劳伦斯伯克利国家实验室 (LNBL) 的中国能源小组、资源解决方案中心 (CRS) 和自然资源保护委员会 (NRDC) 等。

睿博能源智库最近发表的文章

- 低碳电力行业监管：巴西，欧盟和美国的国际经验
- 需求响应对电力系统的经济价值
- 中国为电网公司建立新业务模式以及实施能效敞开大门
- 将能效作为中国电力行业的一种资源
- 美国电力行业碳减排新政策
- 用分布式太阳能照亮中国
- 对中国电力行业政策的建议：应对能源、气候和空气质量挑战的实用解决办法
- 提高煤炭质量的驱动因素：原理，成本及其好处
- 中国电网企业开展电力需求侧管理工作中节能服务公司的运作机制
- 中国利用节能数据平台确定和验证节能量