分布式发电支持政策机制的演变: 美国、德国、英国、和澳大利亚的案例研究

Travis Lowder, Ella Zhou, and Tian Tian
国家可再生能源实验室

21st Century POWER PARTNERSHIP
Accelerating the transformation of power systems

NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy
Office of Energy Efficiency & Renewable Energy
Operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory (NREL) at www.nrel.gov/publications.

技术报告
NREL/TP-6A20-70011
2017 年 3 月

Contract No. DE-AC36-08GO28308

发展中的分布式发电支持政策机制: 美国、德国、英国、和澳大利亚的案例研究

Travis Lowder, Ella Zhou, and Tian Tian
国家可再生能源实验室

依 Task No. ACTC.1340 编制

NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy
Office of Energy Efficiency & Renewable Energy
Operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory (NREL) at www.nrel.gov/publications.

National Renewable Energy Laboratory
15013 Denver West Parkway
Golden, CO 80401
303-275-3000 • www.nrel.gov

技术报告
NREL/TP-6A20-70011
2017 年 3 月

Contract No. DE-AC36-08GO28308

NOTICE

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States government. Neither the United States government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States government or any agency thereof.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory (NREL) at www.nrel.gov/publications.

Available electronically at SciTech Connect http:/www.osti.gov/scitech

Available for a processing fee to U.S. Department of Energy and its contractors, in paper, from:

U.S. Department of Energy
Office of Scientific and Technical Information
P.O. Box 62
Oak Ridge, TN 37831-0062
OSTI http://www.osti.gov
Phone: 865.576.8401
Fax: 865.576.5728
Email: reports@osti.gov

Available for sale to the public, in paper, from:

U.S. Department of Commerce
National Technical Information Service
5301 Shawnee Road
Alexandria, VA 22312
NTIS http://www.ntis.gov
Phone: 800.553.6847 or 703.605.6000
Fax: 703.605.6900
Email: orders@ntis.gov

Cover Photos by Dennis Schroeder: (left to right) NREL 26173, NREL 18302, NREL 19758, NREL 29642, NREL 19795.

NREL prints on paper that contains recycled content.

致谢

本报告是中国能源革命项目中推进可再生能源计划的一部分，此项为期五年的合作获得了英国儿童投资基金会 (Children's Investment Fund Foundation, CIFF) 的大力资助。中国能源革命项目包含美国国家可再生能源实验室（National Renewable Energy Laboratory, NREL)、中国国家可再生能源中心、丹麦能源署、德国技术组织和中国、美国、丹麦、德国的其他主要研究机构和专家之间的一系列技术合作。

编者想感谢下列人士进行审阅和提供意见：Agora Engergiewende的Markus Steigenberger和Fabian Joas；纽约州公共服务部的Peter Olmsted，和纽约州能源研究和开发局的John Joshi。此外，编者想感谢以下美国国家可再生能源实验室同事进行审阅和提供意见：Douglas Arent, John Barnett, David Mooney, Jeffrey Logan, Eric O'Shaughnessy, Paul Schwabe, and Owen Zinaman。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

缩略词

AB	Assembly Bill (California, United States)	众议院法案（美国加利福尼亚州）
APS	Arizona Public Service	亚利桑那州公共服务部
CfD	contracts for difference	差价合约
CHP	combined heat and power	热电联产
CPUC	California Public Utilities Commission	加州公共事业委员会
DG	distributed generation	分布式发电
DGPV	distributed generation photovoltaics	分布式光伏发电
DNO	distribution network operator	配电网络运营商
DR	demand response	需求响应
DRAM	demand response auction mechanism	需求响应竞价机制
DSP	distributed system platform	分布式系统平台
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz (Renewable Energy Sources Act, Germany)	德国可再生能源法 (Erneuerbare Energien Gesetz)
EV	electric vehicle	电动汽车
FiT	feed-in tariff	上网电价补贴
FiP	feed-in premium	溢价补贴
GW	gigawatt	千兆瓦
IOU	investor-owned utility	电力企业
NEM	net energy metering	净计量
NREL	National Renewable Energy Laboratory	美国国家可再生能源实验室
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (U.K.)	燃气及电力市场办公室（英国）
REC(s)	renewable energy certificate(s)	可再生能源证书
RET	renewable energy target (Australia)	可再生能源目标（澳大利亚）
REV	Reforming the Energy Vision (New York, United States)	能源远景改革（美国纽约州）
RO	renewable obligation (U.K.)	可再生能源义务（英国）
ROC	renewable obligation certificate (U.K.)	可再生能源义务证书（英国）
SGIP	Self-Generation Incentive Program (California, United States)	自营发电奖励计划（美国加利福尼亚

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

STC	small-scale technology certificate (Australia)	小规模技术证书（澳大利亚）
TOU	time-of-use	分时电价
TWh	terawatt-hours	太瓦时/十亿千瓦时
Wh	watt-hour	瓦时

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

目录

1 简介 1
2 美国 2
2.1 关于净计量的讨论 2
2.2 电费结构 4
2.3 加利福尼亚州 7
2.3.1 净计量 2.0 和费率变更 8
2.3.2 储能 9
2.3.3 需求响应及汇总 10
2.4 纽约 12
2.4.1 分布式系统平台 13
2.4.2 电力公司商业模式和定价 15
3 德国 16
3.1 溢价补贴 18
3.2 竞价 19
3.3 上网电价递减 20
3.4 自消费 21
3.5 其它分布式发电扶持机制 22
3.5.1 储能 22
3.5.2 热电联产 22
4 英国 24
4.1 分布式发电：发展现状与未来前景预测 24
4.2 英国的可再生能源政策鼓励 25
4.2.1 可再生能源目标 25
4.2.2 上网电价补贴 26
4.2.3 可再生能源义务 27
4.2.4 差价合约 28
4.2.5 容量市场 29
4.2.6 配电网络调节 29
5 澳大利亚 31
5.1 分布式发电：发展现状与前景预测 31
5.2 国家计划：回扣和可再生能源目标 32
5.3 州力方案：上网电价补贴 35

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

5.4 储能 37
6 结论 38
7 参考文献 39

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

图目录

图 1：德国 2014 年可再生能源法附加费构成（左）和 2014 年零售电价（右）.....17
图 2：2001 – 2015 年德国年度和累计光伏发电装机容量.....18
图 3：按技术分类的英国分布式发电年安装量（兆瓦）.....24
图 4：分布式发电装机容量情景.....25
图 5：按技术种类划分的上网电价补贴机制下的每季度装机容量（兆瓦）.....26
图 6：2015 年按技术划分的澳大利亚可再生能源发电情况（在可再生能源发电总量中的占比）.....31
图 7：2001 – 2015 年澳大利亚年度和累计分布式光伏发电装机容量.....34
图 8：澳大利亚国家级可再生能源政策汇总.....34

表目录

表 1：分布式光伏发电用户补贴和电费的拟议和已实施变更.....5
表 2：自营发电奖励计划奖励递减安排.....10
表 3：德国上网电价补贴和溢价补贴（2016 年 7 月至 9 月）.....19
表 4：德国大规模地面安装型光伏发电竞价 (2015 – 2016).....20
表 5：德国按容量走廊划分的上网价格递减.....21
表 6：根据系统用量和规模划分的热电联产发电补偿 [a].....23
表 7：计划太阳能证书乘数递减时间表.....33
表 8：澳大利亚各州上网电价补贴机制总结（所有金额均为 AU$/千瓦时）.....36

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

1 简介

本报告是美国国家再生能源实验室(National Renewable Energy Laboratory, NREL) 对此前技术报告 (Lowder et al. 2015) 的延伸，着眼于美国独特的分布式光伏发电 (DGPV) 支持政策和商业模式。此前的技术报告主要聚焦于历史数据（即详细介绍了引导美国分布式光伏发电发展的政策和市场发展），而本报告着眼于未来，阐述了最近法律法规的变化，以及目前分布式发电 (distributed generation, DG)并网方式的讨论。本报告还拓展了 Lowder et al. (2015) 报告的范围，增加了其他国家和技术的相关内容。分布式光伏发电及储存是当前研究的关键技术（基于市场成熟度和部署规模），但是本报告还深入考量了任何符合下列要素的发电资源，即 (1) 用户端记表 (2) 用于或部分用于抵消发电主体的能源消耗；及/或 (3) 可以为电网提供支持（例如，通过调峰及负荷转移、辅助服务和其它方式提供支持）。[1]

分布式光伏发电代表了目前市场上已有的大部分分布式发电，因此可以视其为其它技术的风向标。它有大量法律、政策和规章制度介入，在未来可作为其他分布式发电资源并入电网的基础。从而，本报告主要的关注点为一些国家是如何重新考虑对分布式光伏发电给予的支持，同时也根据需要指明了未来分布式发电广泛应用时将如何重新组织政策、法规和市场环境。

本报告还进行了一系列案例研究，展示了一些国家是如何逐渐脱离传统的分布式光伏发电支持手段，转向更加市场化的体系。在相关的情况下，还讨论了这些国家如何尝试对辅助分布式发电的技术，例如储存和热电联产 (CHP)，进行奖励 。这些国家包括美国、德国、英国和澳大利亚，之所以选择这些国家，是因为相较于世界其他地区而言他们具有一定规模的分布式光伏发电装机容量，并且他们目前都具有动态的政策、监管和市场环境。德国、英国和澳大利亚均引入了上网电价补贴 (FiT) 作为推动分布式光伏发电发展的主要动力，但是每个国家都选择了独特方式来过渡到此政策。美国在这些国家中非常独特，在没有国家上网电价补贴的情况下实现了可再生能源的增长。针对美国的研究主要关注，对于消费者，分布式发电的经济性是如何与这些技术可以提供给电网本身的价值紧密相关。

[1] 分布式发电技术的定义各不相同，但是本报告将电池储存、电动汽车充电、热电联产和其它较少见到的分布式发电（例如，微型风力轮机及燃料电池）均纳入分布式发电技术之内。第 2.3.3 节讨论了需求响应，尽管它既不是发电企业，本身也不是且不包含任何技术。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

2 美国

美国分布式光伏发电的成功在全国范围内引发了讨论：如何评估分布式发电资源的价值，以及如何确定何种监管和补偿架构可以适应日益分散的分布式电网。目前，这些讨论已经演变成关于能源净计量 (net energy metering, NEM) 监管、电费设计和分布式发电估值的讨论，而这些讨论都发生在州立层面上。因此，尽管分布式光伏发电已经在各州相对一致的净计量法规和电费结构[2]中逐渐成熟，在不久的未来，分布式光伏发电和其它分布式发电技术将不再享受这种一致性 。

2.1 关于净计量的讨论

分布式光伏发电组合在美国的发展是各项不同的政策和创新共同努力的结果，包括联邦税收优惠、州政府激励和新型业务与融资模式（例如，第三方所有权和经过资产评估的清洁能源）和净计量 (Lowder et al. 2015)。尽管前三种情况会影响安装屋顶太阳能的成本和客户价值主张，但是净计量法在分布式光伏发电与其他家庭或商业投资的经济效益竞争中起到了至关重要的作用。

与上网电价补贴制度不同，美国没有在全国范围内“必须接受”的合同。 净计量允许分布式光伏发电主体将任何未使用的太阳能并入电网，根据所发电量获取一定收益（每千瓦时[kWh]），可以用来抵消电费。美国有四十一个州（另加哥伦比亚特区和几个美国领土地区）已经制定了净计量法，其中很多法律根据全额零售电价提供补助——即多余的发电部分按照 1:1 的比例根据计量电价进行补偿， 包括所有添加费用、额外费用、税费和其它附加费用。

全额零售电价净计量可让分布式光伏发电业主获得可观的投资收益。因为在确定投资回报时，它削弱了太阳能发电量和用电负荷相符的必要性。净计量允许在发电主体的太阳能发电量超出发电主体用量时，随时将电力输出到电网，这些输出的电量可以抵消在同一个付费周期的其他时间由同一发电主体以同样的价格使用的电量 (Shah 2014)。净计量法变革（例如，实施净计费，将发电企业的补偿电价与零售电价区分开）可能会影响分布式光伏发电主体的回款期，在某些情况下会延长回款

[2] 占主导地位的计量电价是用户电费单的主要费用。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

期[3]。在缺乏经济有效的储存解决方案时，这可能导致分布式光伏发电对于房屋业主和企业的市场吸引力大大减弱，导致减缓整个市场的发展。

近期，净计量正处于风口浪尖，因为电力公司、监管机构和政策制定机构均质疑其提供的计划外 “交叉补贴”——据称，此机制通过损害电力公司服务范围内的非太阳能用户的利益来对太阳能用户进行奖励。净计量抵消了大多数太阳能用户的用电量，也就相当于抵消他们的计量电费 。因此电力公司的用户基数面临着逐步缩减的潜在威胁，而这些用户正是电力公司收回固定成本（例如，与融资和维护输配电基础设施有关的成本）的源头。因此，有些人议论基础设施的维护成本不合理地落在了非太阳能用户身上。这也是提高用户账单固定费用和/或针对分布式光伏发电用户实施最低电费标准的动机之一。参见表 1（第 5 页）了解关于这些战略的更多信息。

在美国国内，电力公司监管机构已将此交叉补贴问题提上议事日程，政策制定者也将举行立法投票，而双方利益相关者也都积极地参与到了此讨论之中。据北卡罗来纳州清洁能源技术中心 (North Carolina Clean Energy Tehnology Center) 所述，42 个州和哥伦比亚特区在 2016 年第二季度就净计量、费率制定和/或太阳能所有权采取了措施 (Proudlove et al. 2016)。这些措施包括 (1) 削减给光伏发电的补贴费率（转变为“净值计费”机制—— 参见表 1）；(2) 强制收取更高的固定费用或其它用于电网维护，且不能用多余发电补偿的强制费用（例如不可规避费用和最低费率 - 参见表 1）；(3) 重组分时电价 (time of use, TOU) 或是其它分时定价机制，及 (4) 转变为自供上网电价（夏威夷）。

截止发稿时还有一个独特的案例。明尼苏达州政府颁布了“太阳能补贴值”， 可供电力公司进行选择（可选择支付净计量零售价或太阳能价值电价作为对光伏发电者的补贴）。截至 2015 年初，30 个州进行了分布式发电估值研究，但是尚无任何一

[3] 准确的回款期取决于现有净计量体制和电费结构下的多个因素。更重要的是，对于分时计价，峰值期间的电价和峰值期间的太阳能发电量对于确定回款周期起着至关重要的作用。例如，如果分布式光伏发电主体的峰值发电量与电网系统的峰值大幅重合，且发电主体的高峰用电时间在当天的稍晚时候，那么太阳能发电量将获得比大部分发电主体消耗的电费更高的收益。考虑到这种价差将在很长一段时间内保持稳定，因此，相比于均一价格结构下的全额零售电价净计量机制，此情况会加快分布式光伏发电的回款。实施分时计价会促使发电主体更好地管理他们的能源消耗，达到如上情况下的效果。但是，大量分布式光伏发电上网可能实际上会将系统用电高峰（也就是价格）推迟到当天日落之后，因此削弱了分布式光伏发电的经济意义 (Darghouth et al. 2015)。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

个州在整个州使用了与明尼苏达州类似的上网电价结构。德克萨斯州奥斯丁市同样采用了本地（即并非整个州）太阳能补贴值。

在美国，太阳能估值背后的方法和补贴级别仍然处于酝酿中，不同的利益相关者各持已见。分布式光伏发电的拥护者称，太阳能为电网带来了更多优势，而不仅仅是电力，还包括延后输电和配电基础设施升级，减少峰值电力需求 (SEIA 2016)。一些支持此这观点的研究表示，在净计量政策下，从太阳能用户转嫁到非太阳能用户的隐性成本要高于分布式光伏带来的利益(SEIA 2016; RMI 2013)。但其它人不认为这些利益会被大幅度地抵消 (NARUC 2016; RMI 2013)。

2.2 电费结构

除了对净计量的讨论，一些关于电费结构的讨论也已开展。除了一些电力公司采纳的电业收入与售电量脱钩， 以及一些 市政合作电力公司的非传统结构， 大型投资人拥有的电力企业 (investor-owned utilities, IOU) 在近一个世纪的时间里始终坚持成本定价模型，居民上网电价结构自那时起几乎没有发生过变化。电力企业服务区域内的用户电费账单主要由以千瓦时为单位的固定计量电价组成。固定收费（不因使用量而发生变化）只包含一小部分用户电费账单 (NARUC 2016) [4]。随着分布式发电资源的日益增多，电力公司用于收回固定资产投资以及满足股东调整回报率所需的收入现金流可能会有所损失。

一些电力公司主张，固定成本是短期内成本组合的重大部分，因此应当在用户账单上给与更多权重，特别是对于可以通过净计量减少电费支出的分布式发电用户 (NARUC 2016)。其它确保分布式光伏发电用户支付一部分电网基础设施费用的方案包括最低电费、备用电费和电网接入费。

此外，电力公司和监管机构正在考虑对分布式光伏发电用户使用分时电价计费，这样，分布式光伏发电输出电量的价值就与它的发电时间有关（例如，高峰时段价格更高，低谷时段价格更低）。分时电价计费同样还基于用户用电时段的计量电价。加利福尼亚州的 “NEM 2.0” （见第 2.3.1 节）规定所有分布式光伏用户均改为分时

[4] 商业上网电价明显与此不同，它们通常会收取需量电费，计量电价方面可能依赖分时定价。需量电费指在每月按用电最高峰 10 分钟到 30 分钟的时间窗口所用千瓦时收取费用。美国的商业计量电价通常要比居民电价低，而需量电费通常占电费账单的最大一部分。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

电价计费。科罗拉多州太阳能产业与当地电力公司 Xcel Energy 最近共同作出妥协，成立了相同的分时电价试点项目。虽然电力公司和监管机构逐渐地将分时电价计费作为过渡到后继净计量机制的关键，但绝大多数方案只适用于拥有现场发电设施的用户。对于其他的用户群，仍将使用更加传统的均一或阶梯电价计量方法。时至今日，美国尚无任何电力企业向全部用户群实施分时电价计费。

表 1 总结了美国净计量法即将或已经发生的变化，以及还在讨论中的各种费率改革。此表格并不囊括所有信息，而是提供一个各州转型方案的整体概括。在讨论净计量与费率改革的同时，也讨论到电力企业对于高渗透性分布式发电在电力系统中的理想设计和监管。利益相关者就此问题的方方面面提出了诸多提案，监管措施（例如价格上限和绩效奖金）到重组（例如纽约能源远景改革 [Reforming the Energy Vision, REV]）。

表 1：分布式光伏发电用户补贴和电费的拟议和已实施变更

拟议/已实施变更	描述	备注
净值计量 (net billing)	以非零售价格的费率为现场发电的多余部分提供补贴。当补贴价格低于零售价格时，主体发电用于冲抵自身负荷用电比输出到电网更有价值。在净计量中，计量不是双向的（当发电主体向电网输出时，主体电表读数不会倒退）。在某些情况下，拟议净值计量费率通常会与某项指标挂钩，例如当地电力公司的可规避成本。	内华达州通过了一项计划，阶梯性减少在 2015 年 12 月 15 日以后安装光伏发电用户的输出电量。夏威夷已经将净计量项目改为减少输出电力补贴的制度，但截至发稿时此项目也已经达到了限额。马萨诸塞州降低了商业系统的光伏发电补贴费率。亚利桑那州、缅因州、新罕布什尔州和其它州同样也有与净值计量或减少补贴有关的监管和立法行动。
提高固定费用 (fixed charges)	向分布式发电用户电费收取附加费用是为了确保这些用户支付电力公司电网基础设施维护费用。固定费用可能采取均一费用的形式，也可以根据主体的分布式发电千瓦容量决定。仅适用于分布式光伏发电用户的固定费用有时称为“备用电费”。	截至 2016 年第二季度，25 个州有 42 个电力公司和哥伦比亚特区提出将民用固定费用提高至少 10%，涨幅的中位百分比为 50%。在 2016 年第三季度判决的电费案例中，州监管机构批准将固定费率从现有的 4%增加至 73%，涨幅中位数为 26%。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

拟议/已实施变更	描述	备注
不可规避费用 (Non-Bypassable charges)	在净计量协议中，向电网输出的电力不可抵扣不可规避费用；因此，这实际上是一种减少净计量补贴的措施。	加利福尼亚是目前唯一采纳不可规避费用纳入净计量补贴机制的州。此费用包括公共计划费、核能退役费用、竞争过渡费用和水资源部债券费用。
最低电费 (Minimum Bill)	规定分布式发电用户每月至少支付一定金额，避免他们的系统发电超过消耗用电时使电费减少到 $0 的情况。最低电费不会改变账单费率；因此，它只适用于使用分布式发电资源来冲抵用电量的用户。此外，与固定费用不同（适用于所有账单，无论冲抵级别是多少），最低电费仅在用户电费低至一定程度时才会生效。	最低电费可能只对太阳能用户产生略微影响。固定费用是除太阳能用户付的任何费用之外的费用，而不只是一个单纯保底机制，所以提高固定费用比起最低电费会产生更高费用。最低电费应用于加利福尼亚州、夏威夷（属于客户自供机制的一部分，请参见此表的“用户自供电”一节）和马萨诸塞州。
分时计价 (Time-Varying Rates)	针对每天不同时段所消耗的电能以每千瓦时不同费率进行计价。这种费率结构能更加准确地反映电力公司提供电力的成本，发出经济信号，鼓励在电价高企时节约用电（即减少需求，从而降低价格）。分时计价包括分时电价、可变峰荷电价和尖峰电价。	加利福尼亚州规定所有加入 NEM 2.0 计划的用户都要采用分时电价计价。此外，科罗拉多州也有将太阳能用户过渡到分时电价的两年期试点计划。其它几个州也在讨论未来对分布式发电用户强制实施分时计价。美国境内许多其它电力公司提供自愿性 分时电价方案，但是截止发稿时，在电力企业服务的范围内，尚无针对所有用户的强制分时电价方案出台。
民用需量电费 (Residential Demand Charges)	作为美国商业费率中的典型收费，需量电费是基于用户的最高短时用电量（负荷）收取的 $/千瓦费用，通常为 10 至 30 分钟的间隔。美国商业用户电费中大部分都是需量费用，他们的每千瓦时电价相对于民用电价较低。	目前没有全州范围针对分布式发电或普通用户的强制性需量电费。但是，美国已经有四家电力公司单独为其分布式发电客户实施了此方案。
太阳能补贴值 (Value of Solar Tariff)	所有太阳能发电（不只是多余电量）的上太阳能补贴值网电价中都包含了特殊的补贴，以反映其对于电网的价值。估值一般包括能源、容量、环境质量、频率调整、电压控制、规避的基础设施升级和给当地	明尼苏达州是目前唯一将太阳能补贴值替代净计量的州，虽然这项提案目前是可选方案；德克萨斯州奥斯丁市也有适用于供电区域所有系统的太阳能上网电价市政价值。其他很多州都将此方案视

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

拟议/已实施变更	描述	备注
	带来的利益，例如缓解电力堵塞，延缓配电系统升级。	为净计量的替代品。
用户自供电 (Customer Self-Supply)	在用户自供电结构里，分布式光伏用户必须消耗掉自己所发的电力，或将其储存于电池或其它资源（例如热水器）中，并在太阳能无法发电时使用的上网电价，所有输出到电网上的电力都没有补贴。此外，在所有自供电光伏发电系统上部署高级变流器意味着所发的多余电力可能因为电网管理目的而弃电。主体仍然与电网相连，可以在任何时候以零售电价接入电网。在夏威夷，居民太阳能用户每月最低电费为 $25，而商业用户则为 $50。	夏威夷是目前唯一拥有自供计划的州。虽然加利福尼亚州的电力公司对于储能技术有一些特殊的上网电价，但是这些上网电价并非特别针对自消耗。该州的零售电价净计量计划在 2015 年终止，之后采用两个试点计划：电网供电项目（允许电网输出和低于零售电价的补贴）和这个自供电计划。电网供电项目已经几乎达到了计划上限，可用性有限。

来源：Proudlove et al. 2016; Bird et al. 2013; Bird et al. 2015; Williard 2016; EQ Research 2016; Taylor 2016

2.3 加利福尼亚州

加州过去强力的奖励和措施，再加上相对较高的电力零售价格和渐进的适应性法规建设，使该州在分布式光伏发电装机容量上遥遥领先于其它州。这一增长及储能、电动汽车充电和其它新兴分布式发电技术的出现已经促成了数条法律的颁布；一系列监管规则的制定（包括提案和已经执行的监管规则）：大量州立和电力公司奖励计划；关于分布式发电的价值和未来角色的热议。所有这些发展都是在加州最近将 2030 可再生能源配额比例提高到 50%的背景下展开；到 2030 年，温室气体排放将降低到 1990 年水平的 40% 以下；关闭各种基础负荷电厂；对于电网可靠性和发电厂爬坡提出的挑战；以及其它引导电力公司转而采购更多可再生能源、更高能源效率和需求响应 (DR) 资源的市场因素。

对于加利福尼亚州的政策、法规及奖励的全面讨论不在本报告的讨论范围之内。作为总结，以下小节精选了一些预计会对加州分布式发展产生巨大影响，有可能供其他辖区政策作为参考。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

2.3.1 净计量 2.0 和费率变更

2013 年，加州政府签署了 327 号众议院法令 (AB 327)，指示加州公共事业委员会 (California Public Utilities Commission, CPUC) 实施替代当时现行净计量计划。此项指令的动机是让加州公共事业委员会制定既能维持屋顶太阳能的可持续增长，又对所有缴费人保持公平（无交叉补贴）的规定。加州公共事业委员会要在净计量上限达到该州三家电力企业服务区域内总用户需求峰值的 5% 之前或 2017 年 1 月 1 日之前制定此上网电价。

加州公共事业委员会在 2016 年 2 月发布了关于继任上网电价（即 NEM 2.0）的最终决定。新的上网电价保留了原始净计量架构的重要特点, 不会将补贴费用降到全额零售价格以下，并且要求电力公司补贴所有多余发电量。但是，它也带来了一些可能会影响到分布式光伏经济性的变化，包括并网费、不可规避费用和分布式光伏发电用户过渡到分时电价。NEM 2.0 并不会增加 AB 327 法案规定的$10 最低电费标准，并且还禁止电力公司收取任何其他的固定或需量电费，直到加州公共事业委员分析出对缴费居民的影响 (Trabish 2016)。

用户阶梯的“扁平化” 也可能会为加州的分布式光伏发电经济性带来变化。[5]加州以前的阶梯结构按使用级别可分为四个使用梯级，第 3 阶和第 4 阶用户需要为超出州规定用量比例的部分支付额外 $0.25/千瓦时，此价格最高可达 $0.31/千瓦时。第 3 级和第 4 级用户是太阳能可以获得最大经济利益的电力公司用户。新的计划分级结构将四个层级分为两级（目前有三级），每年降低高阶用户支付的额外费用。

2016 年，对于用电量超过州标准 200% 的部分，最高级用户比最低级用户高多支付 76%。2019 年，此额外费用会降低到 25% (Roth 2015)。这个过程将逐渐将高电量用户转入低收费阶梯，可能的降低了每月电费和太阳能发电抵扣所提供的价值。2017 年，加州会指定一个“超级用户”类别，其中包括用电量超过加州标准 400% 的缴费人。此级别的电费附加费用将逐年增加，到 2019 年将增加到 119%。即使采

[5] 在分级收费结构中，用户使用的电量越多，应支付的价格就越高。这也称为累进梯级电价结构，因为计量电价是根据使用能源的梯级计费的。在加州，梯级是根据用户使用量占标准的百分比设定的（即，用户使用州标准的 100% 则为 1 级，用户使用州标准的 120% 则为 2 级，用户使用超过 200% 则为 3 级）。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

用满负荷净计量费率，此类用户仍然能实现安装太阳能所带来的经济效益 (Roth 2015)。

2.3.2 储能

一些分析人士预计，短期内继续使用净计量（即使在已经经过调整的州内）将减缓储能技术的利用 (Dehamna, Eller, and Tokash 2016)。只要光伏发电输出到电网的多余电力仍有全额零售价的补贴，在当前和预计的短期成本上，储能电池的经济性仍然没有竞争力。为了应对成本和经济性挑战，加州在 2013 年颁布了州法案 - AB 2514，指导加州三个电力企业总储能容量达到 1.3 千兆瓦 (GW) 。2016 年 8 月，加州修改了现有奖励计划—— 自营发电奖励计划 (Self-Generation Incentive Program, SGIP)，将大量资金放在降低储能成本方面。

自营发电奖励计划是从 2001 年开始的回扣计划，支持加州公共事业委员会认为对电网有价值的的各种分布式发电技术。此计划在 2016 年夏季进行了修正，将 75% 的资金投入储能技术中，其中 15% 的份额将专门用于民用项目 (CPUC 2016a)。这些近期的修正与 AB 2514 法令和对于净计量可持续性的关注相呼应，预计将发展储能需求，推动技术成本的降低 (Dehamna, Eller, and Tokash 2016)。

自营发电奖励计划根据符合标准的技术在整个生命周期内的预测产量（以瓦时计算）提供预付回扣。在 2016 年 6 月前，回扣是根据发电能力（瓦数）支付的，但是政策已改为对于具有额外激励价值的高性能电池提供奖励 (Roselund 2016)。此外，此计划还被改为整体补助结构。截止 2016 年，自营发电奖励计划一直有年度预算（$8300 万），但是新的计划会收到一次性的资金，并在 2020 年前逐渐花完。在原始资金消耗到一定程度后，补助金额会下降。表 2 显示了递减计划。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

表 2：自营发电奖励计划奖励递减安排

	第 1 步	第 2 步	第 3 步	第 4 步	第 5 步
无 ITC（投资税减免）的大规模储能（>10 千瓦）	$0.50/Wh	$0.45/Wh	$0.40/Wh	$0.35/Wh	$0.30/Wh
有 ITC（投资税减免）的大规模储能（>10 千瓦）	$0.36/Wh	$0.31/Wh	$0.26/Wh	$0.21/Wh	$0.16/Wh
居民储能（≤10 千瓦）	$0.50/Wh	$0.45/Wh	$0.40/Wh	$0.35/Wh	$0.30/W

来源：CPUC 2016a

Wh = 瓦时

今天，电力储能依赖于分布式光伏发电的部署，因为电池的经济性在与分布式光伏发电系统搭配时可以获得极大提高（反之亦然）(Dehamna, Eller, and Tokash 2016)。加州一些电力企业已经认识到带储能系统的光伏作为电网资产的价值，开始考虑为安装储能系统的用户提供特殊费率。例如，圣地亚哥燃气和电力公司 (San Diego Gas and Electric) 提出的“自带电池上网电价”将储能用户置于一个动态定价机制中，允许电力企业在其认为对于电网效益最高时存入或输出电力 (St. John 2015a)。加州的电力公司同样在尝试各种价格和服务以考虑分布式发电技术的特点。太平洋燃气和电力公司为拥有电动汽车充电设施的用户提供特殊的价格方案。此价格方案将电动汽车充电的费用和家用费用做了区分 (PG&E 2016)。

2.3.3 需求响应及汇总

需求响应从严格意义上讲，既不是一种发电来源，也不是一种“技术”。加州电力公司及其独立的系统运营商越来越多地将需求响应作为一种分布式资源来管理电网。加州公共事业委员会决议 12-11-025（决议 13-12-029 之后作了修订）指导加州三个电力企业直接参与需求响应计划，规管这些方案的细则编纂为 24 号和 32 号电力规则。零售电力公司用户（居民、商业和工业用户）可以通过直接参与需求响应将他们电力需求的减少量作为一种资源投入批发市场中进行竞价，从而获得报酬。零售用户可以直接竞价（如果满足特定条件）或与“需求响应供应商”签署合约，“需求响应供应商”是汇总需求响应资源，并将其作为产品组合放到批发市场上进行竞价的第三方 (CPUC 2016b)。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

加州还实行了一个试点投标流程，称为需求响应竞价机制 (Demand Response Auction Mechanism, DRAM)，帮助电力企业采购需求响应资源以满足它们的资源充裕要求。加州此方案一部分模仿了美国最大的独立系统运营商 PJM Interconnection，通过开放透明的流程形成最终价格（与双边协议相反）。直接参与规则和需求响应竞价机制计划让处于初期的需求响应资源（例如智能恒温器、电动汽车充电和电池）参与到这个原来只属于商业和企业参与者的市场中来 (St. John 2015b)。

由第三方汇总资源，不仅对需求响应有利，同时也能让需求响应资源参与批发市场，提供峰荷削减和负荷转移等电网服务。加州独立系统运营商 (CAISO) 最近获得了联邦能源管理委员会的批复，批准了他们针对输电网路开放费率条款 (Open Access Transsmission Tariff) 的调整，促进汇总后的需求响应资源参与到能源批发和辅助服务市场中 (FERC 2016)。目前南加州爱迪生服务区域内正在进行一个汇总试点计划。第三方太阳能供应商 SolarCity 与 SunSpec Alliance 合作，将在特定的配电范围内安装高达 500 千瓦的太阳能发电和储能系统，然后进行汇总，向加州独立系统运营商辅助服务市场提供辅助服务（电压控制和频率调控）。此项目还将展示先进的变频器如何在光伏发电系统和外部接收方（包括电池和电网运营商）之间提供关键性连接，，使这种汇总模式成为可能 (St. John 2015c)。

在加州三家电力企业开始将需求响应资源纳入规划流程后，汇总资源采购在加州可能会变得更加常见，正如试点项目的展示。。根据 AB 327，电力企业需要向加州公共事业委员会提交分布式资源规划，说明州内现状以及有关这些电力公司将需求响应并入运营中和长远系统建设的规划 (CPUC 2016c)。尽管美国的电力公司迄今为止在分布式发电方面处于被动地位，从本质上延缓了其客户群和第三方安装商的选址和运营决策，但是这些分布式资源规划会强制要求他们扮演起更加积极的角色。因此，加州三家电力企业（以及州内的其它几家电力公司）现在必须开发管理分散化系统组合的工具、软件、通讯方式、激励计划和其它关键性基础设施。纽约州电力公司管理机构也对其服务区域内的六家电力企业提出类似要求，这将在 2.4.1 节中进行讨论。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

2.4 纽约

2014 年，在州长 Andrew Cuomo 的领导下，纽约州开始了能源远景改革，这是次对能源系统的彻底改革。纽约州此方案的主要目标是为纽约州居民创建一个清洁、有弹性且更加实惠的系统。能源远景改革设想了一种发电和供电的转型方式，能支持越来越多的分布式系统。能源远景改革包括诸多子方案，从电力公司商业模式改革、创建分布式系统平台到在电网中并入更多分布式发电资源，扩展可再生能源接入，解决纽约州低收入居民的电费负担[6]。然而，从广义上说，此改革主要包括三个"核心支柱"，每个支柱都处于各自的州政府部门之中：

- **监管机构改革**：纽约州公共服务委员会（NYPSC，州电力公司监管机构）已经开始重组能源系统，推行相应的监管模式，创建一个分布式系统平台 (DSP)。此分布式系统平台设想了一个开放市场，分布式发电技术的第三方拥有方可以通过他们的资产提供能源或其它的电网服务。为了达到这一点，纽约公共服务委员会出台了大量方案和规章制度，重建电力公司的商业模式，定义绩效指标和上网电价。终极目标是调整电力公司的激励方式，使电力公司的收入与对分散化分布式服务平台提供的有效支持挂钩。能源远景改革自 2014 年起就已提上议程。
- **创造/刺激市场**：纽约州公共服务委员会还批准设立一个为期 10 年期的 $50 亿基金，由纽约州能源研究和发展管理局进行管理，用于 (1) 减少应用光伏发电和其它可再生能源及分布式技术的市场壁垒，及 (2) 利用各种能源远景改革进行私人投资。此清洁能源资金通过四家实体进行投资：纽约绿色银行（为能够推动能源远景改革使命的企业提供金融产品）、纽约阳光计划（太阳能扩张方案）、市场开发和创新研究。
- **纽约州电力局创新投资**：纽约州电力局是一家自负盈亏的州公共电力组织，负责发电设施和输电线路的运营，向不同级别的公众和私人用户出售电力（但不是直接向居民用户出售）。依据能源远景改革，纽约州电力局 (New York Power Authority, NYPA) 投资了新兴技术和示范工程，升级了电网，推进此方案的环境、社会、经济和弹性目标的实现 (REV 2016)。

[6] 如需这些方案的总清单，请参见能源远景改革白皮书 (REV 2016)。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

能源远景改革是一个大范围改革，目的在于通过彻底的结构改革，解决大量挑战和壁垒。但是，以下两小节（2.4.1 和 2.4.2）只关注此方案的第一个支柱：拟议的监管措施。纽约州公共服务委员会的能源远景改革议程分为两个监管方向：一是关注新的分布式发电市场开发（称为分布式系统平台 [DSP]），二是关注电力公司收费定价。截止发稿时，该议程仍未完结，这两个方向还在不断改进中。换而言之，尚未形成实施下文讨论的任何变革的最终决议。

2.4.1 分布式系统平台

纽约州公共服务委员会将分布式系统平台设想为一个数字化市场，促进分布式发电用户和电力公司或平台提供商之间的双向信息和能源流通，可以实现电网各方之间的多边交易 (NYPSC 2016a)。分布式系统平台旨在成为一个面向用户的市场，分布式发电业主可以根据所在的不同位置获得不同的电力和电网服务补贴。因为价格的构成与地区利润挂钩，所以分布式系统平台可以激励分布式发电资源优化配置到最需要的地方。

2015 年，在纽约州公共服务委员会 (MDPT 2016) 召集的市场设计和平台技术 (MDPT) 工作组公布的白皮书中，确定了分布式平台有效运作需要的五种关键的职能和功能。它们是：

- 强化配电规划，(1) 更好地将分布式发电资源并入配电系统中，及 (2) 更好地协调输电系统与配电系统规划
- 扩大配电网络运营，更好地优化负荷和能源供应，管理双向电力流动，提高网络安全，为运行下一代电网架构提供所需的其它服务
- 配电市场运营，优化分布式发电价值和布局，包括标准化交易产品、建立市场规范、促进和处理交易及追踪参与者表现
- 数据需求，为市场参与者提供顺利参与市场竞价必不可少的信息
- 平台技术，包括连通性和系统特性地理性模型、系统稳定性传感及控制技术、现有与新的分布式发电企业输出电力时，将分布式发电考虑在内的优化工具、通讯技术；上述四个功能的执行要依靠这些技术才能实现。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

纽约州公共服务委员会同时还要求纽约的配电公司起草分布式系统实施计划，对各个电力公司的系统和发电能力进行基础评估，同时为过渡到分布式系统平台制定五年路线图。初步计划于 2016 年 6 月 30 日提交，而六个州的电力企业在 2016 年 11 月 1 日联合提交补充方案。这些实施计划与加州公共事业委员会要求下属几家电力公司确定资源分配计划最佳的分布式发电位置和并网战略同时进行 (Joint Utilities of New York 2016)。

2.4.1.1 从净计量开始过渡

能源远景改革的一个关键要素是发展和准确评估分布式发电服务，抛弃过去“不精确”的净计量方法 (Kann 2016)。作为纽约州委员会过去进行的“分布式能源资源价值” 行动的一部分，利益相关者（包括纽约电力公司、太阳能企业、环保组织和消费者团体）共同开发出一种继任上网电价，作为更精确的分布式发电评估和补偿机制迈出的第一脚步 (NYPSC 2016a)。如果被委员会采用，那么此继任上网电价将基于各种与大容量和配电系统，还有社会因素有关的价值成分更为细致地鉴定和量化，对分布式光伏发电和其它符合要求的分布式发电企业进行估值和补贴。

纽约州公共服务部发布了一份简要介绍“第一阶段”机制的报告，包括得出与分布式发电有关的能源价值、发电容量、配电和环境价值的方法。能源和发电价值来源于纽约州独立系统运营商批发市场，还有为间歇性和可调度分布式发电技术提供的替代选项。环境价值基于纽约州能源研究和发展管理局 (NYSERDA) 最新公布的 1 级 REC 销售价格，以美国环保署的碳成本作为最低价位 (NYPSC 2016)。

对于分布式组件的估值（即 “D”）已展开。纽约州公共服务委员会员工在此报告中的初步建议将奠定基础，在某些情况下更提供了在第一阶段中挖掘分布式组件价值和继续调查的具体方法。纽约州公共服务委员会至少在一个指令中指出，分布式估值中应包含与配电系统有关的价值，包括降低负荷、调节频率、无功功率、避免线路损失、恢复力和本地价值。正如本报告所述，纽约州公共服务委员会员工预测，对于分布式组件进行估价的方法将在下一阶段的议程中与利益相关人继续一同讨论。截止发稿时，其它利益相关人也对此报告发表了评论。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

2.4.2 电力公司商业模式和定价

除了维持系统可靠性的重要功能之外，电力公司还负责提供和运营分布式系统平台。这种新模式颠覆了传统式由资本投资收益驱动电力公司收入的模式（即服务成本模式）。市场化收益和绩效奖将替代调控的收益来励将激励新一代纽约电力公司。电力公司将由于有效促进了分布式发电接入和并网的价值提升得到补偿 (NYPSC 2015)。最大化分布式发电潜力和电网功能性/可靠性而带来的收入，在某种程度上将抵消电力公司不对资本支出进行投资的机会成本。

这种转变使电力公司变成平台提供商，或者按照一位电力公司高管的话来说，就是成为分布式系统的“空中交通管制员” (Savenije 2015)。伴随着商业模式变化的是费率结构的变化。纽约公共服务委员会建议基本费率应采取基于用电时间设计，客户一天用电高峰时段的价格应高于其它时间的价格。这将激励客户投资分布式发电技术和/或家庭能源管理解决方案，令需求峰值趋于平缓并节约资金。纽约公共服务委员会建议，采取这些措施的客户有资格选择“智能家居费率”，这将分布式发电价值流的粒度价格信号拆分开来，如能源、配套服务、电网支持等。客户通过分别应对这些价格信号，例如通过优化软件、逆变器控制和其他机制，对他们的分布式发电资源和更大的电网弹性进行电表以外的有效地管理。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

3 德国

截止 2016 年初，德国光伏发电装机容量超过 40 千兆瓦，其中 98% 可以视为“分布式”（即在低压配电水平实现互连，在系统附近提供负荷），其中 50% 属于公民个人所有 (Wirth 2016; Weimar et al. 2016)。光伏发电占德国发电装机容量的近四分之一，在发电量高的时候，光伏发电能够满足超过三分之一的德国瞬时峰值需求 (Heinrich Böll 2016; Wirth 2016)。

德国的大规模光伏发电（和其他可再生能源）布局很大程度上由该国家的上网电价补贴政策。在 2012 年和 2014 年修订可再生能源法 (Erneuerbare Energien Gesetz, EEG) 之前，德国的上网电价补贴政策是世界上最有力的可再生能源支持政策之一。2012 年，所有类别的光伏系统的上网电价补贴费率均大幅下降，还制定了补贴额度按月递减计划表。这导致每年新添光伏系统安装容量连续下降：2013 年下降 56%，2014 年下降了 42% (Anand 2016)。

可再生能源的快速普及产生了各种问题，从而推动了可再生能源法的改革由于可变的发电量在总发电量中的占比较大（2015 年最终消耗量为 12.6%），所面临电网管理挑战和大量供应可再生能源时的价格负增长已成为重大挑战， (BNEF 2016a)。此外，德国进一步承诺到 2022 年关闭所有核电站，[7]这就在基础负荷配额中造成缺口。 (Heinrich Böll 2016)。

过去五年内，德国国内可再生能源发电能力的快速增长导致的零售电价增长，成为可再生能源法连续改革的另一个推动力。。为了提供上网电价补贴的资金，德国输电系统运营商向电力消费者消费的每千瓦时收取附加费，再补贴给可再生能源发电商。

这些附加费在一定程度上导致 2006 年到 2014 年的电价年增长率为 4.59%（年复合增长率）。仅从 2012 年到 2013 年，价格就飙升了 12.5% (Weimar et al. 2016)。如今，德国的一些居民用电价格在欧洲是最高的，截至发稿时的电价大约为 €0.29/千瓦时 (BDEW 2017)。上文所述的与日俱增的电网挑战也是价格上涨的原因之一。

[7] 自 2011 年以来，总共为 9.7 千兆瓦电量离网。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

值得注意的是，德国电价上涨不仅仅是因为收取可再生能源法附加费（按每千瓦小时收取附加费，目的是向发电商支付上网电价补贴）。事实上，此附加费在 2017 年每千瓦时将增加至 €0.0688，超过当今零售电价的五分之一；对光伏发电的支持大致相当于此数额的二十分之一，请参阅图 1 的 2014 年数据 (Weiss 2014; Wirth 2016; Clean Energy Wire 2016)。贸易敏感地区用大用户可部分免除缴纳可再生能源法附加费，这就将可再生能源扶持资金的负担转移给了德国普通家庭（约等于德国总用电量的 30%）(Wirth 2016; Weiss 2014)。工商业用户免除的电量约占德国总用电量的 40%，2015 年的此费用接近 €28 亿 (German Bundestag2016)。

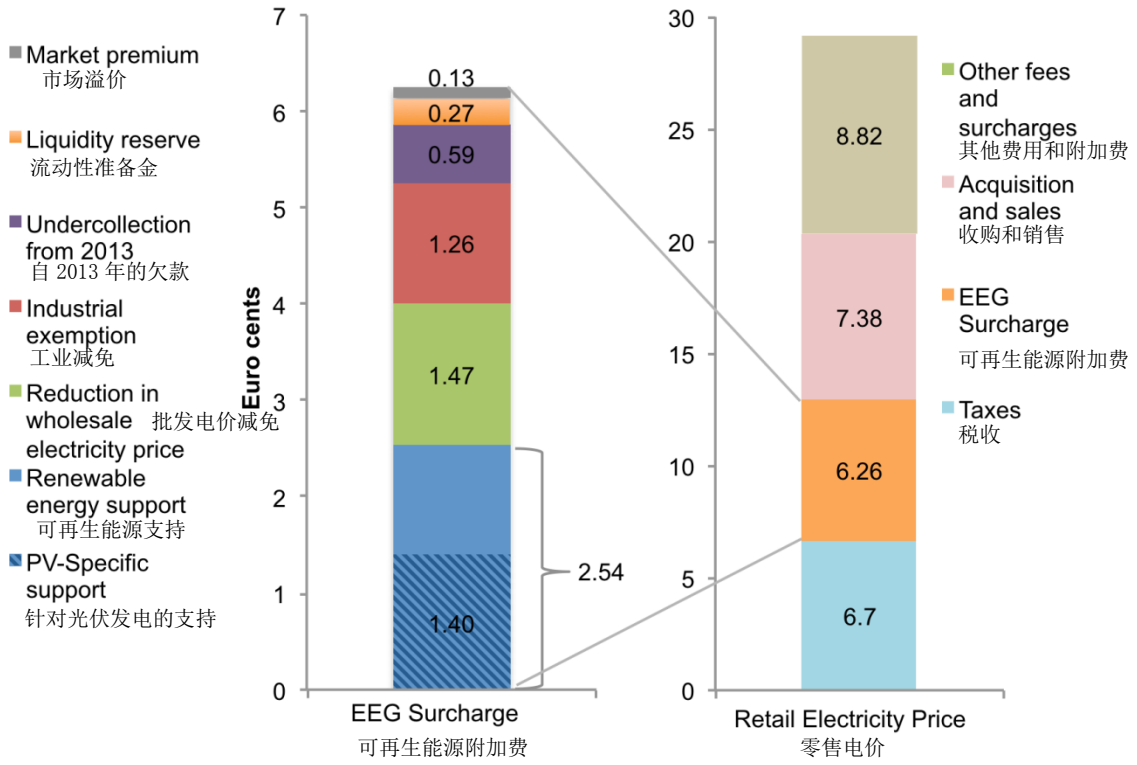


图 1：德国 2014 年可再生能源法附加费构成（左）和 2014 年零售电价（右）

数据来源于：Wirth 2016

根据上网电价补贴和溢价补贴方案（见 3.1 节），给予光伏发电商的补偿将一直持续，直到德国发电总容量达到 52 千兆瓦，届时这两项政策将如期废止（只限于光伏）(Wirth 2016)。自 2012 年实行改革以来，每年光伏的安装量下降 80%（见图 2）。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

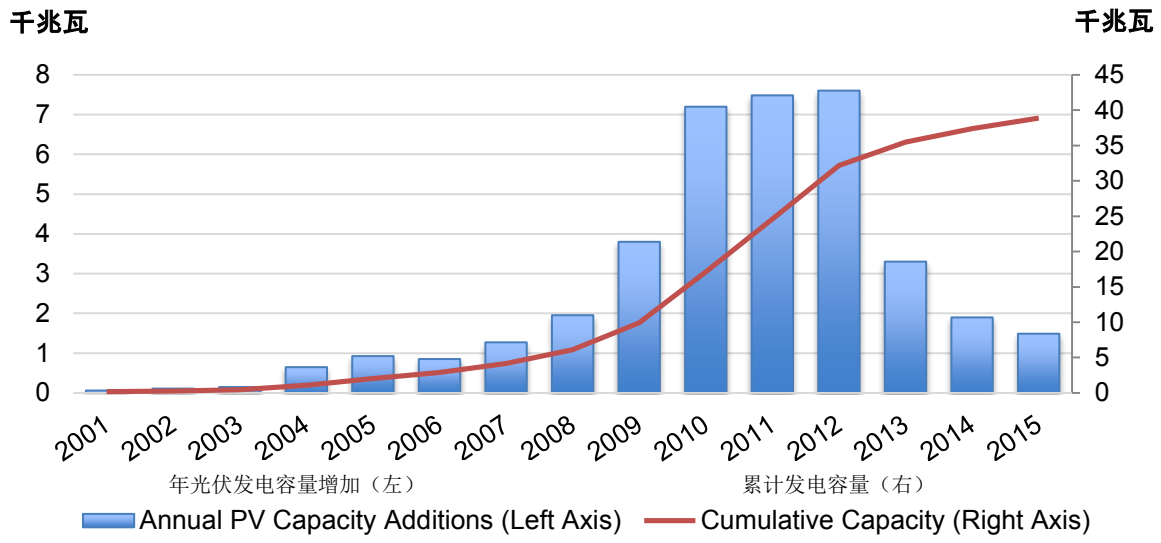


图 2：2001 – 2015 年德国年度和累计光伏发电装机容量

数据来源： BNEF 2016a

尽管急剧膨胀的可再生能源组合带来了挑战（以及支持政策的紧缩的结果），德国的政策目标依然非常积极。到 2025 年，可再生能源要占总用电量的 40% - 45%，到 2035 年实现 55% - 60%，到 2050 年达到 80%，德国目前正在朝着这些目标努力 (EU Tracking Roadmap 2015)。但是首要目标二氧化碳减排的还差很远。

第 3.1 到 3.5 节讨论了 2012 年和 2014 年改革对分布式光伏发电影响最显著的规定。总的来说，这些规定说明了在分布式光伏发电（总的来说是可再生能源）的扶持方面，德国正在尝试从直接扶持向市场驱动机制过渡。第 3.6 节简要回顾了目前用于激励其它需求响应资源布局（即储能和热电联产）的措施。

3.1 溢价补贴

2012 年的可再生能源法修订推出了“溢价补贴” (FiP) 方案，作为上网电价补贴的替代方案。根据此方案，具有一定规模以上的可再生能源发电商可以选择放弃有保证的上网电价补贴付款，而向能源市场以即期价格溢价直接出售电力（即欧洲电力交易所市场清算价格）。溢价是每千瓦小时的总补偿，与系统所有者在上网电价补贴机制下收到的数额相一致。给予发电商水平相当的补偿。“差额成本”是即期价格与上网电价之间的差额。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

2014 年可再生能源法修订将规模在 500 千瓦和 10 兆瓦之间的所有光伏系统的上网电价补贴替代为溢价补贴。2016 年 1 月 1 日，该范围的下限调整到 100 千瓦。根据现行法律，光伏（和其他可再生能源）发电商仍具有上网优先权，但他们需要出售所发电力，通常是销售给直销企业，这些企业以适用的溢价购买电力，再在欧洲电力交易所销售。表 3 列出了截至 2016 年 9 月溢价补贴和上网电价补贴，值得注意的是，对于各种规模的项目来说，这两种补贴方式的差异都小于一欧分。

表 3：德国上网电价补贴和溢价补贴（2016 年 7 月至 9 月）

项目规模	溢价补贴（€/千瓦时）	上网电价补贴（€/千瓦时）
<10 千瓦	0.127	0.1231
10 – 40 千瓦	0.1236	0.1197
40 – 500 千瓦	0.1109	0.1071（高达 100 千瓦）
独立项目	0.0891	0.0853

来源：BNEF 2016a; Enkhardt 2015

100 千瓦以下的系统所发电量每千瓦时仍然有资格获得全额上网电价补贴，尽管对于 10 千瓦和 100 千瓦之间的系统，只有 90% 的总产量在补贴范围内(BNEF 2016a)。从 2012 年起，10 兆瓦以上的系统就不再获取上网电价补贴或是溢价补贴，它们必须在能源市场上与其他发电商在同一层面上竞争；这一措施有效地阻止了这部分市场的发展。所有在 2014 年 8 月 1 日（2014 年德国可再生能源法生效日）之前安装的光伏发电系统能够继续获得自开始运行时间起，为期 20 年的全额上网电价付款(Wirth 2016; BNEF 2016a)。

3.2 竞价

除了直销要求，2014 年德国可再生能源法还发起了试点竞标流程，在 2015 到 2017 年间，对总量为 1.2 千兆瓦电力以最具竞争力的价格竞价，这些电力来自规模不超过 10 兆瓦的地面安装型光伏发电系统。。从 2017 年起，风电（陆上和海上风电）、大于 750kWp 的光伏发电和生物质能，都必须通过竞价流程。改为以竞价为基础的系统的动机是，增加成本效率，使安装的容量可以更好的使用。据计划安排，每年将进行三次竞价。截至发稿时，已经进了五次竞价（表 4）。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

表 4：德国大规模地面安装型光伏发电竞价 (2015 – 2016)

拍卖日期	拍卖容量（兆瓦）	平均中标价格（€/千瓦时）	比之前中标价格减少 %	比初始中标价格减少 %
2015 年 4 月	150	0.092		
2015 年 8 月	150	0.085	7.7	7.7
2015 年 12 月	200	0.08	5.8	13
2016 年 4 月	125	0.074	7.4	19.5
2016 年 8 月	130	0.072	2.4	21.4
2016 年 12 月	163	0.069	4.6	25

来源：BNEF 2016a; PV Enkhardt 2016; Tsanova 2016

40 千瓦 - 100 千瓦光伏发电系统的竞标价格上限为上网电价补贴价格。中标项目即以“投标价格付款”，这意味着，中标价格就是发电企业在 20 年间每千瓦时所发电力收到的报酬。第二次和第三次竞标（2015 年 8 月和 12 月）尝试了“付款即清算”系统，即所有中标项目按照每千瓦时最高中标价格进行支付。

所有竞标者必须支付€4/千瓦的押金，中标者还必须在公布中标结果的十个工作日内支付€50/千瓦的二次押金。现在为止，这些竞标已被超额订购，最近一次（2016 年 12 月）竞标共吸引了 76 次出价来争夺 423 兆瓦的标的。按计划，下一次竞价时间为 2017 年 2 月。

3.3 上网电价递减

2012 年，德国可再生能源法根据前一年的装机容量实施了月度上网电价补贴递减（即减少）方案。德国政府设立了一系列的容量范围（或称为“走廊”）来确定上网补贴电价和溢价补贴的递减程度。在现行法律下，过去一年中，1.5–2.4 千兆瓦走廊容量的最小上网电价削减幅度为每月 0.25%。政府的目标走廊为 2.4–2.6 千兆瓦（这需要在下一年每月削减 1%）。在部署超过 7.5 千兆瓦（即 2012 年最高位）时，递减的上限为每月 2.8%。递减仅适用于 100 千瓦以下的系统（即不需要参加竞价的系统）。见表 5。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

表 5：德国按容量走廊划分的上网价格递减

容量走廊（千兆瓦）	月度递减 (%)
≥ 7.5	2.8
6.5-7.5	2.5
5.5-6.5	2.2
4.5-5.5	1.8
3.5-4.5	1.4
2.6-3.5	1.0
2.4-2.6	0.5
1.5-2.4	0.25
1.0-1.5	0
≤ 1	-1.5[a]

[a] 仅限每季度第一个月，当季其余两个月的上网电价不会降低。

来源：BNEF 2016a

2015 年第四季度是自 2012 年德国可再生能源法实施后第一次没有出现上网电价递减。这一年光伏发电总装机容量预计低于触发递减机制的 1.5 千兆瓦阈值。从 2015 年第三季度开始，附加费用和上网电价保持不变 (Enkhardt 2015)。

3.4 自消费

自消费是指在当地使用光伏电力，减少系统或系统附近的负载。当然，自消费不会把光伏发电输送到电网而获取上网电价回报。这意味着为了让发电商认为自消费更经济划算，电力零售价必须足够高（上网电价足够低），让抵消负载比获取收益更有价值。从高层次来看，此分析可以通过查看每千瓦时的零售价与每千瓦时的上网电价实现，两者中较高的价格将决定自消费和上网电价补贴的谁更有利。

从 2009 年 1 月 1 日到 2012 年 3 月 31 日，德国对大于 500kWp 的电力公司自消费支付报酬，对于高于发电量 30%的自消费，以上网电价进行支付。从 2012 年 4 月 1 日起，德国不再为自消费提供报酬。随着零售电价的上涨和上网电价与光伏系统成本的降低，德国光伏发电主体的自消费有所增长。由于光伏系统发电的成本较低，零售电价和平准化能源成本之间的距离逐渐加大。这为自消费者的电力提供了更大的价值（假设峰值系统发电量和峰值负荷是一致的）。然而，在 2014 年 8 月 1 日

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

德国可再生能源法改革宣布自消费电力需要支付可再生能源法附加费时，10 千瓦以上系统自消费的经济性发生了变化。最初需要支付 30%的附加费，在 2016 年 1 月逐步增加到 35%。2017 年初，需要支付 40%。2014 年 8 月 1 日到 2016 年 12 月 31 日之间投入运营的所有 10 千瓦以上系统到 2017 年需要支付 40%的附加费用，无论在它们运营时需要缴纳的附加费百分比为多少。在 2014 年 8 月 1 日之前投入运行的系统和不超过 10 千瓦的住宅系统将继续免除支付附加费(PV Grid 2014)。一般来说，有光伏发电的德国家庭会使用系统所发电力的 20% – 40% (Wirth 2016)。

3.5 其它分布式发电扶持机制

3.5.1 储能

德国现行储能激励方案从 2013 年开始实施，后于 2016 年 3 月进行了修订，包括针对光伏系统的最高 €2/W 的低息贷款，支付高达 22%符合条件的系统成本（不得超过光伏发电容量的€0.50/W）。符合条件的成本获得拨款的比例每隔六个月减少三个百分点，直至 2018 下半年降至 10%，届时该计划将到期。

这项激励计划的实施造成 2015 年居民储能行业的市场规模激增至 $1.49 亿 (BNEF 2016a)。储能系统可以帮助德国缴费人自我消耗光伏发电系统的电力，即使收取部分可再生能源法附加费，也仍然有效降低了它零售电价。

尽管对居民用储能的扶持还将继续，德国政府预计，在不久的将来，这项技术对于电网支持将不再至关重要。未来的期望是降低基本负荷，提高电力系统的灵活性，在今后十年或者更长时间里，避免为了消除可再生能源可变性而对储能容量的需求。(Heinrich Böll 2016)。

3.5.2 热电联产

德国对于热电联产的目标是，到 2020 年，热电联产电厂发电量达到每年 1100 亿千瓦时，到 2025 年达到每年 1200 亿千瓦时。为了达到这一目标，政府于 2016 年 1 月 1 日颁布了更新的热电联产法案，将每年提供的最大资金额度从€7.5 亿增至 €15 亿。新法案还扩大了对热电联产系统的扶持，推进区域集中供暖及储热和蓄冷，同时淘汰燃煤热电联产系统 (Gailfuß 2016)。

新法律比以前的版本更为复杂，根据系统的规模和用电量将附加费分为几个类别（见表 6）。如同光伏发电一样，超过一定规模的发电企业（100 千瓦热电联产机组）必须把没有自消费的电量推向市场。50 千瓦以上机组有资格获得高达 30000

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

个满负荷小时的资金扶持，50 千瓦及以下的机组获得的资金扶持则高达 60000 个负荷小时。具有特殊标识的系统（即被视为符合温室气体排放交易法和/或被指定为取代火电热电联产的燃气热电联产发电机组）可获得额外的资金支持，虽然数额还不到一欧分/千瓦时 (Gailfuß 2016)。

表 6：根据系统用量和规模划分的热电联产发电补偿[a]

	系统规模（千瓦）				
系统用量	**<50**	**50-100**	**100-250**	**250-2000**	**>2000**
总电网中的热电联产电力	8	6	5	4.4	3.1
总电网之外的热电联产电力	4	3			
总电网之外的独立发电企业发的热电联产电力	4	3	2	1.5	1
自用高耗能型项目	5.41	4		2.4	1.8
符合温室气体排放交易法案的系统	+0.3				
用以替代燃煤热电联产的燃气热电联产电厂	+0.6				

[a] 所有金额均为欧分/千瓦时

来源：Gailfuß 2016

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

4 英国

4.1 分布式发电：发展现状与未来前景预测

英国的分布式发电由与配电网络相连的多种规模的发电厂组成，包括光伏发电、热电联产、风力和水力发电厂。每种技术的发展并不均衡，自 2013 年以来（见 图 3），光伏发电占了容量增加的绝大部分，但是总体来说，自 2010 年起，整个领域的发展规模增加了近 500%。

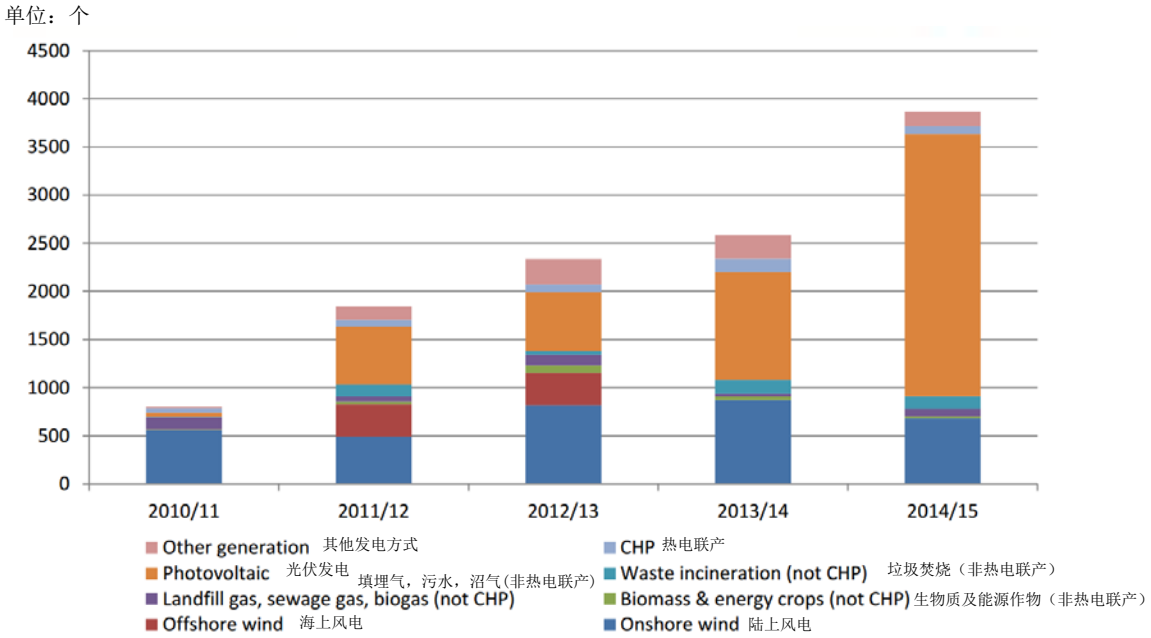


图 3：按技术分类的英国分布式发电年安装量（兆瓦）

数据来源: Burgess 2015

2015 年一项针对英国能源行业高管的调查揭示了他们的主流观点，即分布式发电将在近期内继续快速发展。这些高管中许多人坚信，诸如光伏发电、储能电池、小规模燃气和微型热电联产等技术到 2030 年将在能源系统中扮演重要角色 (Energy UK 2016)。但是，一些分析人士指出，随着现行上网电价补贴将在 2019 年到期，分布式光伏发电发展在 2021 年前会一直下降，到 2033 年储能技术的发展才会真正起步 (BNEF 2016b)。4.2 节说明了了其它可能造成发展减缓的其它政策变化。

无论英国对近期安装量的展望如何，英国的目标和方向都是在接下来 20 年里显著增加分布式发电的装机容量。根据英国国家电网 2015 年的“英国未来能源情景报告”

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

(National Grid 2015a)，如果英国按时达成所有碳指标（如图 4 “回归绿色”情景所述），那么必须在 2036 年前部署 27.7 千兆瓦分布式发电。

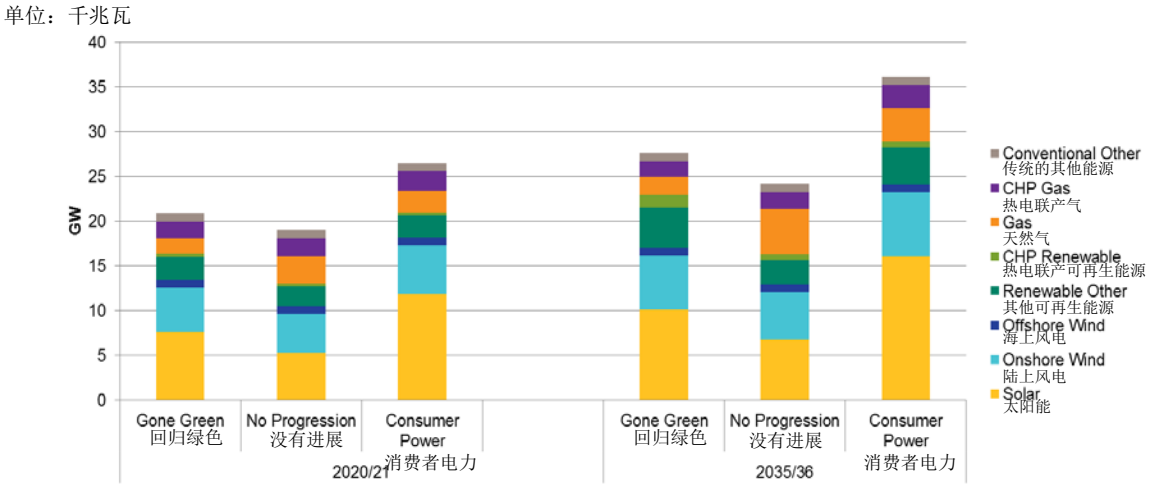


图 4：分布式发电装机容量情景

数据来源：National Grid 2015a

4.2 英国的可再生能源政策鼓励

本节将对五个政策机制进行综述，这些机制对英国分布式发电发展有重要影响：可再生能源目标、上网电价补贴、可再生能源义务 (RO) 政策、差价合约 (CfD) 和容量市场。上网电价补贴、可再生能源义务和差价合约的成本均受“征收控制框架”管理，[8] 这为这些政策向消费者征收的总费用设定年度限额。

4.2.1 可再生能源目标

根据欧洲可再生能源指令，英国依法有义务在 2020 年之前达到 15%的总能源需求来自可再生能源。虽然运输行业有 10%的强制目标，但是发电或供暖行业尚无具体目标。此外，苏格兰政府设定了到 2020 年达到 100% 可再生能源发电的目标，北爱尔兰行政部设定了到 2020 年可再生能源发电达到 40% 的目标 (DECC 2011)。即使有这些目标，英国国家电网（英国最大的电力公司之一）预计英国在 2020 年很可能无法达到目标，因为可再生能源供暖和运输领域内的进展并不明显。2015 年，可再生能源发电占英国总发电量的 24.6% (National Grid 2016; DECC 2016a)。

[8] 有关更多信息，请参见 https://www.nao.org.uk/report/levy-control-framework-2/。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

4.2.2 上网电价补贴

2010 年 4 月 1 日，英国通过了上网电价补贴政策，此政策计划在 2019 年到期。上网电价补贴目前针对小规模可再生资源和低碳发电技术提供补贴，包括太阳能光伏发电、风电、5 兆瓦或以下水电和 2 千瓦或以下微型热电联产。此上网电价与英国的实际价格指数相挂钩，因此会随着通货膨胀自动调节。

截止 2016 年 3 月，在上网电价补贴政策下安装了 4.9 千兆瓦分布式发电容量，其中分布式光伏发电占 82% (DECC 2016b)。图 5 显示了自上网电价补贴政策实施后每季度在此机制下登记的按技术划分的装机容量。

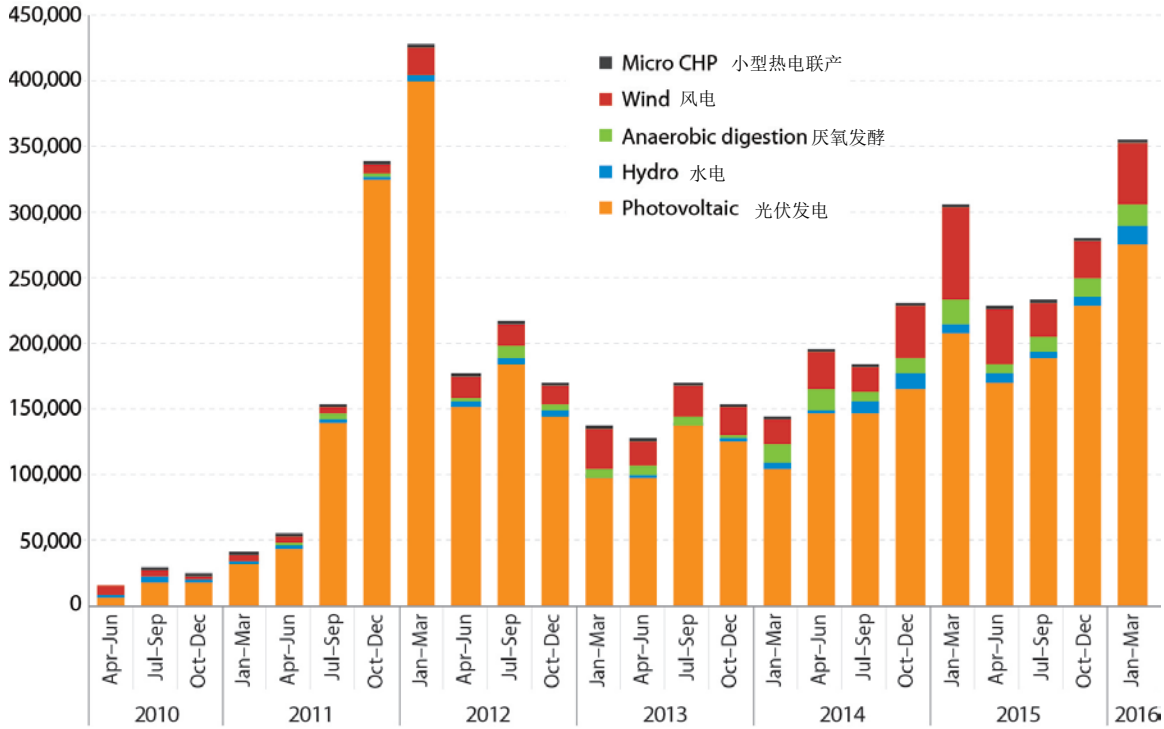


图 5：按技术种类划分的上网电价补贴机制下登记的每季度在装机容量（兆瓦）

数据来源：Ofgem 2016b

对于其他国家来说，英国上网电价补贴机制获得成功是付出了一定代价的。2015 年，此机制的总账单金额为 £8.66 亿（约 $11.3 亿），就如德国一样，通过电费中的附加费落到了电力缴费人身上。2015 年 12 月，英国能源与气候变化部 (DECC) 宣布对此机制进行调整，包括根据技术和系统规模降低 58%-85%的补贴，以及对除微型热电联产以外的所有技术实行季度部署上限 (Ofgem 2016a)。当特定技术类

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

型和规模达到上限时，所有装机直到下季度才能获得补贴，并且补贴在已有的下降率基础以上下降 10%。这个新的上网电价补贴机制在 2016 年 2 月 8 日生效，自从采用此机制后，新的分布式发电部署开始下降。截止 2016 年 3 月，分布式光伏发电同比下降 74% (Ofgem 2016c)。

4.2.3 可再生能源义务

可再生能源义务机制从 2002 开始，为大规模（>5 兆瓦）可再生能源发电的部署提供奖励。可再生能源义务计划在 2017 年 3 月 31 日关闭对所有新项目的申请，届时差价合约机制将开始生效（见 4.6 节）。近海风能和光伏发电已经停止使用可再生能源义务机制。

可再生能源义务机制要求提供给消费者的电力必须有一部分来自可再生能源。电力供应商可以通过出示规定的可再生能源义务证书 (Renewable Obligation Certificates ROCs) 或是针对差额支付按每兆瓦时算的罚款来满足可再生能源义务要求。罚款将按比例分配给提交了可再生能源义务证书的供应商。英国可再生能源义务机制中特有罚款再分配机制提高了可再生能源义务证书对于发电企业的价值，同时鼓励了可再生能源发电 (Zhou 2012)。

可再生能源义务机制经过了两个发展阶段。在 2002 年到 2009 年间，任何符合规定可再生能源发的每个兆瓦时电，无论发电技术，均可得一张可再生能源义务证书。这种不区分技术的方式可以使政府对市场干预降到最低，通过市场竞争使之降价。但是，这种方式曾广受批评，因为可再生能源义务设计的本身缺陷会带给可再生能源投资者财务风险 (Mitchell, Bauknecht, and Connor 2006; Klessmann Nabe, and Burgees 2008)。2009 年 4 月，英国推出了绑定机制，根据成本和市场成熟度向不同的技术提供定向支持。发展中的技术获得了更高的奖励，而可再生能源义务则变为每发 100 兆瓦时电力需要特定数量的可再生能源义务证书 (Grimwood and Ares 2016)。[9]同时还推出了保底余量（此义务基于预计可再生能源发电量，再加上一个额外部分）防止可再生能源义务证书价格暴跌。此前，如果达成可再生能源义务的

[9]英国能源与气候变化部描述了计算可再生能源义务的方法。(2015)。*The Renewables Obligation for 2016/17: Calculating the Level of the Renewables Obligation for 2016/17*. London: DECC. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/464685/Renewables_Obligation_Level_Calculations_for_2016-17.pdf

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

目标，可再生能源义务证书的价格便跌到零点 (Poyry 2006; Woodman and Mitchell 2011)。2010 年，实施上网电价补贴后，5 兆瓦或以下项目可以选择上网电价补贴或可再生能源义务机制，但是不能两者都选。

该义务从 2009 – 2010 年（4 月 1 日到 3 月 31 日）的 0.097 ROC/兆瓦时增加到 2016 – 2017 年的 0.348 ROC/兆瓦时 (Ofgem 2016d)。从 2014 到 2015 年，总计发出了 7130 万张 ROC，代表 557 亿千瓦时的可再生能源发电量，相当于英国总发电量的 18.6% (Ofgem 2016f)。

4.2.4 差价合约

2013 年英国颁布的能源法案建立了电力市场化改革的法律框架，旨在吸引发电容量置换和电网升级方面的投资 (DECC 2013)。此法规包括差价合约、容量市场、碳价格下限、排放性能标准和其他发展可再生能源和控制排放的政策杠杆。差价合约方案已成为低碳发电技术的主要扶持机制，将在 2017 年替代届时到期的可再生能源义务法。

差价合约是一种金融工具，为发电商输出的电力提供固定价格（称为执行价格）。除了常规输电销售合同之外，有资格的发电商与归政府所有的对手方签订差价合约，资金来源于向电力供应商征收的税款。当市场价格低于差价合约的执行价格时，发电商会依据差价合约收到一笔付款，补足与执行价格每兆瓦时的差价。如果市场价格高于执行价格，那么发电商将向合约的对手方支付所售出电量每兆瓦时的差价 (DECC 2012)。差价合约通过轮次分配给发电商，面向陆上和海上风能、太阳能和 5 兆瓦以上的水电等项目。规模在 300 兆瓦或以上的项目需要政府认证才能被分配差价合约。

从管理角度上讲，政府对大多数技术设置执行价格上限，但当通过竞价形式分配差价合约时，执行价格则为中标价格（通常低于管理上的执行价格）(Clifford Chance 2015)。

虽然差价合约方案的目的是降低价格风险，但因影响财务业绩，与可再生能源义务机制的效果相比，而受到指责。最近一项使用详细市场模拟模型的研究 (Bunn and Yusupov 2015) 表明，随着风电普及率的增长，市场清算价格和风力发电输出之间

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

的相关性变得每况愈下。在英国，差价合约方案的实施遇到了难题。官方没有正式声明第二轮分配延期，，参与者不确定竞价预算是否会优先分配给不太成熟的技术。此外，2016 年的竞价预算已经削减了 11%。2016 年对差价合约合同和规定、未交付惩罚措施和延期交付进行了多次协商。这些磋商表明英国开发商继续对差价合约机制的有效性持保留态度 (BNEF 2016c; Massie et al. 2016)。

4.2.5 容量市场

英国的电力市场改革建立了一个自愿的技术中立容量市场，以保证供电安全。容量拍卖向所有新的和已有的发电量与需求响应资源开放。2 兆瓦以下的容量只能通过与其它容量结合形成“容量市场单位”(CMU) 或通过其它并网方式参加。已经接受差价合约等其它扶持形式的低碳发电商没有资格参与容量市场，至少在由行政设置执行价格时是不能参与的 (DECC 2014)。2015 年 12 月发电容量竞价结束时，奖励 2019 – 2020 年以每年 £18/千瓦的价格交付 46.4 千兆瓦容量 (National Grid 2015b)。即使许多分布式资源和需求响应资源在拍卖前经过了资格预审，但是大部分清算容量仍然是联合循环燃气轮机、核电、煤电或生物质能发电 (Ofgem 2016e)。一些研究表明，容量市场可能被过早地引入了英国，因此在没有提供可再生能源部署的情况下对消费者造成了成本负担 (Baker, Bayer, and Raczka 2015; van der Burg and Whitley 2016)。

4.2.6 配电网络调节

除了受到政策和激励计划的影响，分布式发电在英国的增长也受到了监管结构变化的影响。和美国的电力公司非常相似（除了已经被分离出来的电力公司），在 2015 年改革之前，英国配电网络运营商 (DNO) 的收益与他们的配电量和所服务客户的数量直接相关。这使得配电网络运营商很难采取任何可能减少需求的措施 (Ofgem 2009)。2013 年，英国天然气和电力市场办公室 (Ofgem) 建立了 RIIO（收入 = 激励 + 创新 + 输出）框架，为电网公司设定价格控制体系，从而有效地把需求和配电网络运营商的收益分离开来 (Ofgem 2013)。RIIO-ED1 适用于配电网络，有效期为 2015 年到 2023 年。RIIO 的默认价格控制期是八年，，通过允许他们保留在前一个管理制度（即五年）内节约的成本，为企业提供更多的创新激励(Lowry, Newton, and Woolf 2016)。RIIO 方案将很大一部分的电力公司的收入与它的绩效输出，和按总支出百分比而不是简单的资本投资收取的正当回报联系在一起。分布式

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

发电嵌入以一般绩效为基础的框架中，此框架包括六个主要输出激励机制：客户满意度、可靠性和可用性、安全性、连接条件、环境影响和社会义务 (Ofgem 2010)。

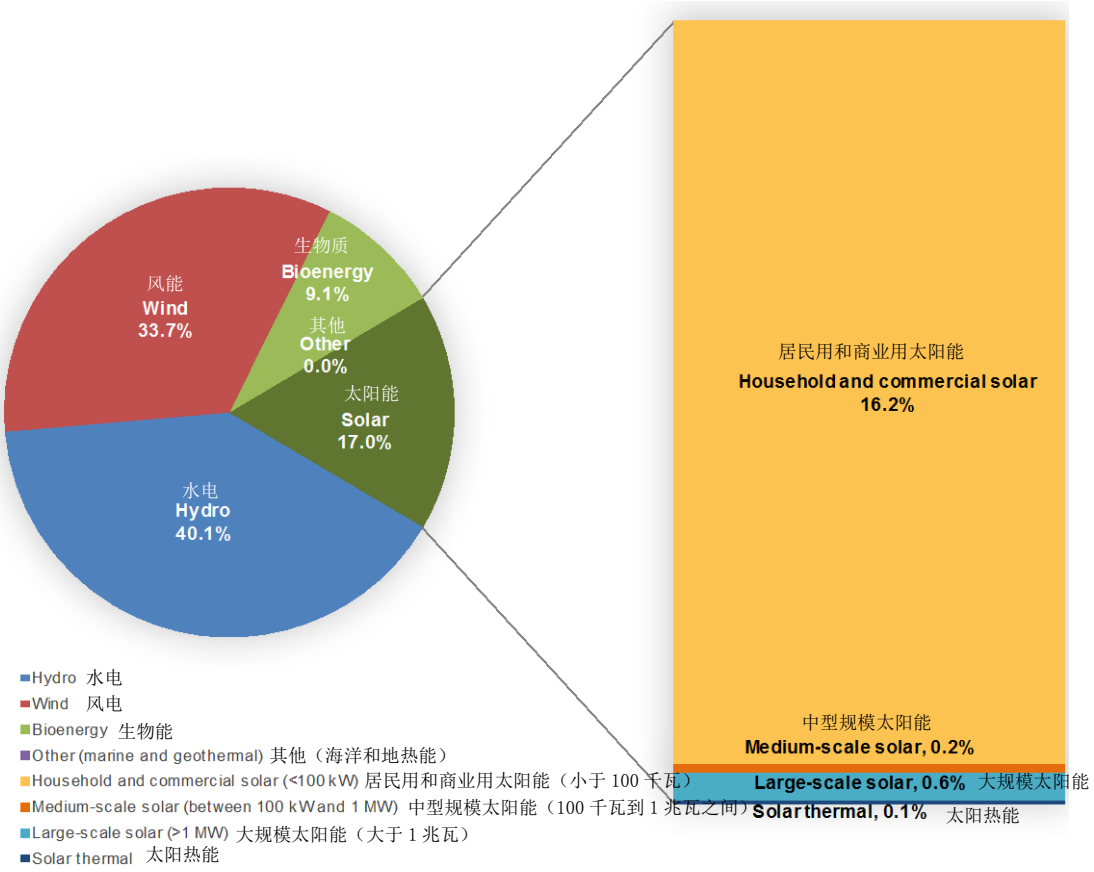
RIIO 方案还建立了额外的激励创新措施；举行网络创新大赛，让配电网络运营商争夺每年高达 £8100 万的资金，用于新技术的开发和示范。网络创新补贴为配电网络运营商的小规模技术、商业或运营项目提供数量有限、不用就过期的资金 (Ofgem 2016g; Ofgem 2016h)。一些分析人士认为，尽管由于其复杂性存在潜在问题，RIIO 还是能够引导低碳经济的监管方向 (Fox-Penner, Harris, and Hesmondhalgh 2013)。RIIO 想扩大储能应用，却几乎不为配电网络运营商和输电所有者提供奖励，因此受到指责。事实上，因为输入和输出到电网都需要成本，所以储能在使用输电网络时被“重复收费” (Lightsource 2015)。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

5 澳大利亚

5.1 分布式发电：发展现状与前景预测

为了响应电力行业放松管制和环境政策，澳大利亚大幅增加了清洁能源发电 (Weimar et al. 2016)。2015 年，可再生能源发电在全国 350 亿千瓦时的发电量中占 14.6%。水电在可再生能源发电中占 40.1%；风电和太阳能发电分别占 33.7% 和 17%。截止到 2015 年底，澳大利亚运营的太阳能光伏发电系统超过 150 万个，主要以家庭和商业规模为主，容量低于 100 千瓦；这些系统在澳大利亚所有家庭中的占比超过 16%（见图 6）(Spector 2016; CEC 2016)。全国太阳能系统的平均系统规模为 5 千瓦 (CEC 2016)。



来源：CEC 2016

图 6：2015 年按技术划分的澳大利亚可再生能源发电情况（在可再生能源发电总量中的占比）

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

2008 年以来出台的一系列扶持方案推动了分布式光伏发电的快速部署，包括回扣、州级上网电价补贴、可再生能源证书 (REC) 市场和一种现已失效的碳税。(Sommerfeld et al. 2016)。近期太阳能光伏发电补偿水平的降低可以加快电表后端储能容量的增长。对输出能源的补偿的降低可鼓励自发自用，从而增加了对储能的需求。

5.2 国家计划：回扣和可再生能源目标

2000 年，澳大利亚颁布了强制性可再生能源目标，要求到 2010 年可再生能源发电量达到 95 亿千瓦时，合规性通过可再生能源证书 (renewable energy certificate REC) 验证。受监管的实体通常为电力零售商，需要通过清洁能源监管局购买和执行可再生能源证书。目前，联邦政府还为小规模（1.5 千瓦或以下容量）太阳能光伏系统提供回扣。在 2000 年之初，联邦光伏回扣计划提供了高达 AU$4000 的回扣，旨在减少小型系统的成本。到 2007 年，该激励计划更名为太阳能住宅及社区计划，每个系统的回扣金额增加到 AU$8000。该计划获得了超额认购，即使获得该计划的资格已限制为应税收入低于 AU$100000 的家庭 (Nelson, Simshauser, and Kelley 2011)。随着申请不断增加和政府资金的枯竭，太阳能住宅及社区计划于 2009 年结束。

回扣计划结束时正值“可再生能源强制性目标”的扩大，因为原定目标已于 2007 年提前完成。新的目标是到 2020 年可再生能源发电达到 450 亿千瓦时，保证全国电力供应的 20% 来自可再生资源。在双重系统下，新的可再生能源目标 (RET) 于 2011 年开始。这分为大规模可再生能源目标 (LRET) 和小规模可再生能源目标 (SRET)。大规模可再生能源目标设定的目标是 100 千瓦以上项目达到 410 亿千瓦时，而小规模可再生能源目标对 100 千瓦及以下的小规模项目给予补贴，目标是到 2020 年达到 40 亿千瓦时，实现可再生能源目标 (Chapman et al. 2016)。每年清洁能源监管局 [10]都会设置一个小规模技术占比，用以通知责任单位需要购买多少小规模技术证书 (STC)。基于对来年小规模技术证书数量的估计，在合规年之前算出所需的小规模技术证书数量。

[10] 清洁能源监管局成立于 2012 年，是隶属于环境与能源部的独立法定机构。它负责管理与可再生能源和碳减排目标相关的法规。清洁能源监管局授权和颁发可再生能源证书。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

对于小规模太阳能系统来说，可再生能源证书基于未来 15 年内太阳能系统的预计产能。对于每兆瓦时太阳能发电量，最初的 1.5 千瓦发电量应用太阳能证书乘数。乘数从 5X 开始（即 5 倍），按照时间表在 2016 年年末下降为零（参见 表 7）。例如，发电量为 1000 千瓦时 的 1.5 千瓦的系统，按照标准费率的五倍给予补贴，并且可以获得五张小规模技术证书，相当于 1.5 千瓦系统可以得到 $5000 的补贴 (Nelson et al. 2011)[11]。然后，这些小规模技术证书放在小规模技术证书中心，供受监管的实体购买 [12]。

表 7：计划太阳能证书乘数递减时间表

合规年	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2015-2016	2016 年以后
太阳能证书乘数	5	5	5	4	3	2	无

太阳能证书乘数为小规模太阳能系统所有者降低了前期成本，但是又造成市场上产能过剩，可再生能源证书市场上充斥着为了获得政府补贴的家用太阳能热水器和水泵。这导致可再生能源证书价格急剧下降（每张可再生能源证书低至 AU$29），对太阳能设施的需求随之放缓。因此，政府修改了规则，小规模技术证书以固定价格 AU$40 投放小规模技术证书中心 (Chapman, McLellan, and Tezuka 2016)。

大型风电项目是可再生能源目标的主要受益者，在 2001 – 2015 年登记的可再生能源目标发电中占比约 70%，而太阳能只占已登记可再生能源发电的 4.6% (Weimar et al. 2016)。由各州推动的上网电价补贴政策对澳大利亚的分布式光伏发电具有更深远的影响 (Chapman, McLellan, and Tezuka 2016)。图 7 显示了自 2001 年以来澳大利亚的分布式光伏发电部署，图 8 是促成增长的一系列政策。

[11] 虽然小规模太阳能系统的所有者可以直接销售小规模技术证书，但在实践中安装商往往提供预付折扣或现金支付来获取小规模技术证书 (Department of the Environment and Energy 2016)。

[12] 虽然小规模太阳能系统的所有者可以直接销售小规模技术证书，但在实践中安装商往往提供预付折扣或现金支付来获取小规模技术证书 (Department of the Environment and Energy 2016)。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

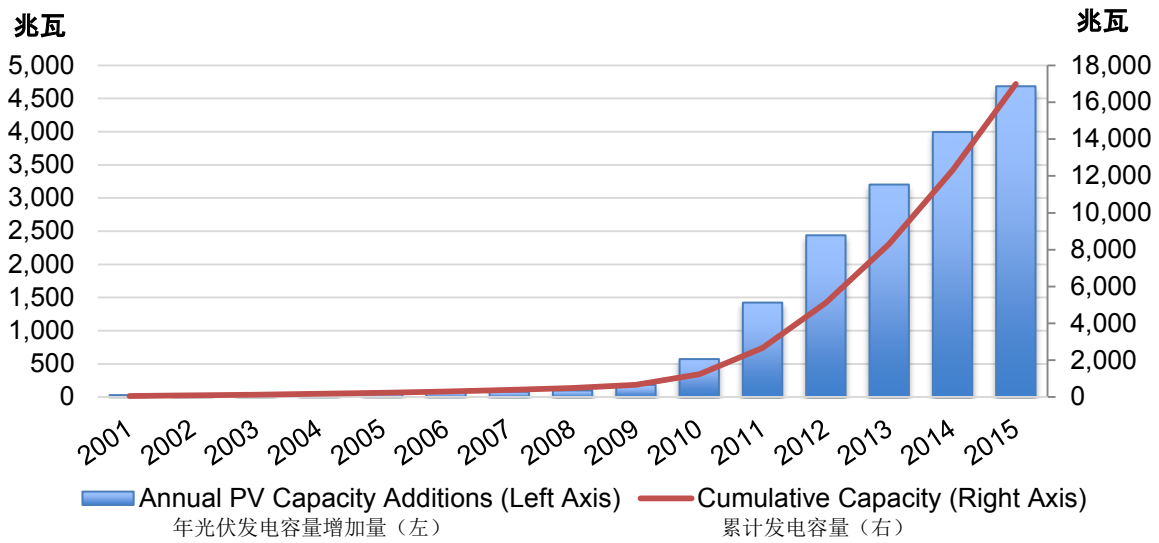


图 7：2001 – 2015 年澳大利亚年度和累计分布式光伏发电装机容量

来源：BNEF 2016d

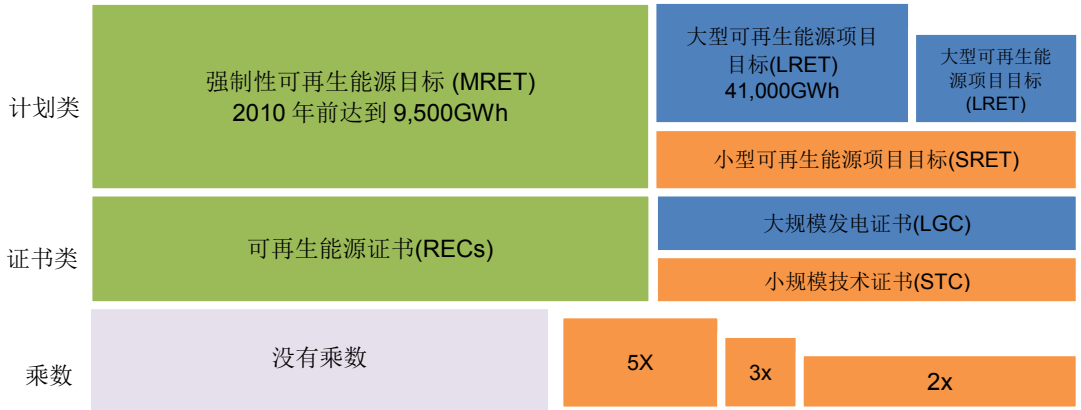


图 8：澳大利亚国家级可再生能源政策汇总

来源： Chapman, McLellan, and Tezuka 2016

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

5.3 州力方案：上网电价补贴

澳大利亚大部分州都为小规模光伏发电系统提供了较高的上网电价补贴。各州建立了很多上网电价补贴级别和体系，但是大部分可分为两种：总上网电价补贴和净上网电价补贴。总上网电价补贴 100%可再生能源电力，不考虑用电的时间；然后系统所有者再以零售价支付所用电力。根据净上网电价补贴计划，太阳能发电首先用于抵消现场的电力消耗；任何输出到电网的多余电量以净上网电价补贴费率获得补偿[13]。

大部分州的上网电价补贴比零售电价都要高很多。2012 年和 2013 年，一些州对于输出到电网的太阳能电力不再接受高额上网电价补贴的申请，而是过渡到电力公司回购率或零售率。在南澳大利亚、维多利亚和新南威尔士州，一些附加费用和/或过渡性质的上网电价补贴方案计划在 2016 年结束。大约 275000 位太阳能光伏发电系统业主将经历上网电价补贴从 AU$0.16–0.60/千瓦时降至 AU$0.05–0.07/千瓦时 (Moyse, Carrazzo, and Reddaway 2016)。表 8 总结了澳大利亚各州和地区的上网电价补贴分级和时间表。

虽然对于新项目来说，州级上网电价已经过了最有利可图的阶段，但是一些州和地区的现有项目还继续享有高额的上网电价补贴。对于那些高额上网电价补贴即将过期的项目，零售电力公司可自行决定提供低价太阳能电力和可再生能源证书。

[13] 在本报告讨论的其它案例分析中，德国采用总上网电价补贴，而英国为可再生能源产生的电力提供上网，而且为输出到电网的可再生能源电力提供不同费率。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

表 8：澳大利亚各州上网电价补贴机制总结（所有金额均为 AU$/千瓦时）

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	高额上网电价补贴截止日期	过渡和标准上网电价补贴截止日期
南澳大利亚	0.44 净值	0.44 净值	0.44 净值	0.44 净值	0.16 净值	0.16 净值	0.06[a] 净值	0.06 净值	0.06 净值	2028	2016 为 0.16（过渡期）
西澳大利亚	-	-	0.40 净值	0.20[b] 净值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	安装后 10 年	没有固定日期
塔斯马尼亚岛	RR[c] 净值	RR 净值	RR 净值	RR 净值	RR 净值	RR 净值	0.08 净值	0.05 净值	0.05 净值	2018	没有固定日期
维多利亚州	-	0.60 净值	0.60 净值	0.60 净值	0.25 净值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	2024	2016 为 0.25（过渡期）
新南威尔士州	-	-	0.60 总值	0.20 净值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	2016	2016 为 0.20（过渡期）
澳大利亚首都特区	-	0.50 总值	0.50 总值	0.46 总值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	BB 净值	安装后 20 年	没有固定日期
昆士兰州	0.44 净值	0.44 净值	0.44 净值	0.44 净值	0.08 净值	0.08 净值	0.08[b] 净值	0.06 净值	0.07 净值	2028	2014 为 0.08（过渡期）
上网电价补贴类型：	高额		过渡		基本						

年份指示奖励到期的日期。

BB 代表由电力公司决定的电力公司回购机制下的价格。

RR 代表零售价。塔斯马尼亚岛 2008 – 2009 年的平均民用零售价约为 AU$0.16/千瓦时。这在 2013 – 2014 年上涨到大约 AU$0.25/千瓦时 (BNEF 2016d)。

[a] 南澳大利亚州的最低零售价格为 AU$0.068/千瓦时，这是由南澳大利亚州基本服务委员会确定的。作为额外奖励，获取上网电价补贴的用户同样可以享受最低零售价格。

[b] 在 2011 年 7 月 1 日前申请此奖励的用户可以收到 AU$0.4/千瓦时的上网电价补贴。2011 年 7 月 1 日之后，2011 年 8 月 1 日之前申请此奖励的用户可以收到 AU$0.2/千瓦时的上网电价补贴。

[c] 塔斯马尼亚岛的零售上网电价是通过 Aurora 能源根据自愿太阳能采购计划提供的。2013 年 9 月之前，此费率与零售价格一致，在政府调控下下降至 AU$0.05–0.07/千瓦时。

[c] 在东南昆士兰州，上网电价补贴在 2014 年已撤销管制，现在由零售商决定。此区域的最低电价由监管机构经过每年一度的审查而设定。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

5.4 储能

太阳能上网电价的改变可能会导致终端用户对储能需求的增加。随着高额上网电价补贴过期，特别是电池成本的下降，储能可能会为住宅和商业太阳能所有者带来更多的价值。太阳能光伏发电加储能可以减少从电网购买的电量，从电网购买的价格比从公共设施接收的标准输出上网电价高出三到五倍。储能的太阳能电量还可在晚间的高峰时段使用。

澳大利亚可再生能源署 (ARENA) 为几个试点项目提供支持，其中最大的一个项目是大型能源零售商 AGL 的计划。这是一个 AU$2000 万的项目，其中有 AU$5 百万来自澳大利亚可再生能源署，计划利用综合容量为 5 兆瓦/7000 千瓦时兆瓦的能源储能系统在南澳大利亚安装 1000 个中央控制电池 (ARENA 2016)。

虽然澳大利亚没有为分布式储能设置国家补贴项目，但是在地方上已经出现了一些项目。澳大利亚首都直辖区政府计划到 2020 年向超过 5000 个家庭资助 36 兆瓦分布式储能 (Environment, Planning and Sustainable Development Directorate 2016)。阿德莱德市为每个系统资助高达 AU$5000，相当于安装储能系统成本的 50%。

尽管光伏发电加储能具有相对有利的条件，但是澳大利亚的太阳能光伏发电加储能市场仍处于发展的初级阶段。然而，零售电力价格居高不下，上网电价补贴和电池储能成本下降，加上创新电费结构的出台，即使电池储能系统还没有得到有利的直接补贴，但预计市场会保持增长。据澳大利亚能源市场运营商[14]预测，新式屋顶光伏发电和储能系统的装机容量到 2017-2018 年将增至 529 兆瓦时，到 2024 至 2025[15] 年增至 3445 兆瓦时 (AEMO 2015)。

[14] 澳大利亚能源市场运营商于 2009 年开始运营，管理国内电力市场和维多利亚输气网络，负责全国输电规划，为燃气建立了短期交易市场。

[15] 预测重点是把安装电池作为新式光伏装置的一部分。这并未考虑在现有屋顶光伏系统上改造储能电池的经济性。除了现有机制或计划，该假设不包括储能补贴。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

6 结论

对于分布式光伏发电的大面积普及，国家政府和地方政府正在从高成本直接扶持（例如上网电价补贴）和至今为止鼓励增长和推动成本降低的所谓“生硬手段”（净计量）向更加市场化的解决方案转变。这些市场化途径包括：(1) 改变公用事业监管格局，向分布式发电资源提供有效的市场结构（如加利福尼亚和纽约州），(2) 要求分布式光伏发电通过投标电量进入能源市场并对发电容量进行竞价（比如德国），及 (3) 实施差价合约方案来稳定价格。这三个国家的这些转变效果一般都是容量增加的速度减缓，但自此是否会持续增长还有待观察。

一般来说，分布式发电技术可以为光伏发电高度普及后所遇到的一些挑战提供解决方案。例如，储能可以令光伏发电配置变得更容易，平缓太阳落山时系统所需的爬坡速度，允许 提供频率和电压控制等电网服务，在计算投资回报时减少净计量的必要性。从这个意义上讲，光伏发电已经奠定了基础，为其它分布式发电资源向前发展创造了增长需求。如何将这些不同的技术相互整合在一起，从这些技术中发展出商业模式和能源管理服务，以及支持分布式发电部署的监管措施、政策和市场基础设施都还有待观察。但是在过渡期间，政府、监管机构、行业和其他利益相关者正在竞相让这些重新构建电网必备的系统就位，例如技术、消费者偏好、环境约束和其它的宏观因素。

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

7 参考文献

AEMO (Australian Energy Market Operator). 2015. *Emerging Technologies Information Paper—National Electricity Forecasting Report.* Australian Energy Market Operator Ltd. Accessed November 20, 2016: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/Emerging-Technologies-Information-Paper.pdf.

Anand, Mohit. 2016. *Global Solar Demand Monitor Q3 2016*. Greentech Media Research. Accessed October 2016.

ARENA (Australian Renewable Energy Agency). 2016. *Battery Storage Set to Strengthen South Australian Grid - Australian Renewable Energy Agency*. Australian Renewable Energy Agency. August 5, 2016. Accessed December 7, 2016: http://arena.gov.au/media/battery-storage-set-strengthen-south-australian-grid/.

Baker, Phil, Edith Bayer, and Jan Raczka. 2015. *Capacity Market Arrangements in Great Britain*. Warsaw: Forum for Energy Analysis.

Bird, Lori, Carolyn Davidson, Joyce McLaren, and John Miller. 2015. *Impact of Rate Design Alternatives on Residential Solar Customer Bills: Increased Fixed Charges, Minimum Bills, and Demand-Based Rates*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-64850. http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64850.pdf.

Bird, L., J. McLaren, J. Heeter, C. Linvill, J. Shenot, R. Sedano, and J. Migden-Ostrander. 2013. *Regulatory Considerations Associated with the Expanded Adoption of Distributed Solar*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-60613. http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60613.pdf.

BNEF (Bloomberg New Energy Finance). 2016a. *Germany*. New York: Bloomberg New Energy Finance.

———. 2016b. *New Energy Outlook 2016 - Solar*. New York: Bloomberg New Energy Finance.

———. 2016c. "UK EMR – Contract for Differences (CfD)." Accessed August 2016: https://www.bnef.com/policy/1069.

———. 2016d. *Australia*. New York: Bloomberg New Energy Finance.

Bunn, Derek, and Tim Yusupov. 2016. "The Progressive Inefficiency of Replacing Renewable Obligation Certificates with Contracts-for-Differences in the UK Electricity Market." *Energy Policy* 82: 298–309.

Burgess, Andy. 2015. "Responding to the Growth of DG: The Network Challenge." Presentation at the Distributed Generation Forum on September 15, 2015. London: Office of Gas and Electricity Markets.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

CEC (Clean Energy Council). 2016. *Clean Energy Australia Report 2015*. https://www.cleanenergycouncil.org.au/dam/cec/policy-and-advocacy/reports/2016/clean-energy-australia-report-2015.pdf.

CER (Clean Energy Regulator). 2016a. "The Renewable Energy Target Explained" http://www.cleanenergyregulator.gov.au/About/Accountability-and-reporting/administrative-reports/The-Renewable-Energy-Target-2012-Administrative-Report/The-Renewable-Energy-Target-explained.

———. 2016b. "REC Registry Summary Holdings." Accessed February 29, 2016: https://www.rec-registry.gov.au/rec-registry/app/public/summary-holdings.

Chapman, Andrew J., Benjamin McLellan, and Tetsuo Tezuka. 2016. "Residential Solar PV policy: An Analysis of Impacts, Successes and Failures in the Australian Case." *Renewable Energy* 86(February 2016). http://ac.els-cdn.com/S0960148115303402/1-s2.0-S0960148115303402-main.pdf?_tid=95972880-86d4-11e6-aa9c-00000aab0f6b&acdnat=1475216008_fe2c74a9d5237f67c951700e46cbe487.

Clean Energy Wire. 2016. https://www.cleanenergywire.org/news/germany-set-miss-climate-goals-think-tank/eeg-surcharge-2017.

Clifford Chance. 2015. "Briefing Note: Contracts for Difference: An EMR CfD Primer." https://www.cliffordchance.com/briefings/2015/10/contracts_for_differenceanemrcfdprimer.html.

CPUC (California Public Utilities Commission). 2016a. Decision Revising the Self-Generation Incentive Program Pursuant to Senate Bill 861, Assembly Bill 1478, and Implementing Other Changes. Decision 16-06-055. Accessed October 2016: http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M163/K928/163928075.PDF.

———. 2016b. "Demand Response." Accessed November 2016: http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5924.

———. 2016c. "Distribution Resource Plan (R. 14-08-013)." Accessed November 2016: http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5071.

Darghouth, Naïm R., R. Wiser, Galen Barbose, and Andrew Mills. 2015. *Net Metering and Market Feedback Loops: Exploring the Impact of Retail Rate Design on Distributed PV Deployment*. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory. https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-183185_1.pdf.

DECC (Department of Energy & Climate Change). 2011. UK Renewable Energy Roadmap. London: DECC. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48128/2167-uk-renewable-energy-roadmap.pdf.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

———. 2012. Electricity Market Reform: Policy Overview. London: DECC. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48371/5349-electricity-market-reform-policy-overview.pdf.

———. 2013. "The Energy Act Received Royal Assent on 18 December 2013." News release, December 18. https://www.gov.uk/government/collections/energy-act.

———. 2014. Implementing Electricity Market Reform (EMR). London: DECC. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324176/Implementing_Electricity_Market_Reform.pdf.

———. 2016a. "UK Energy Statistics, 2015 & Q4 2015." Statistical press release. London: DECC. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/513244/Press_Notice_March_2016.pdf.

———. 2016b. Energy Trends Section 6: Renewables. London: DECC. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/532907/Section_6.pdf.

Dehamna, A., A. Eller, and W. Tokash. 2016. *Five Trends for Energy Storage in 2016 and Beyond*. Navigant Research. Accessed October 2016.

Department of the Environment and Energy. 2016. "The Renewable Energy Target (RET) Scheme." Accessed December 5, 2016: http://www.environment.gov.au/climate-change/renewable-energy-target-scheme.

Energy UK. 2016. Pathways for the GB Electricity Sector to 2030. London: Energy UK. https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=5722.

Enkhardt, Sandra. 2015. "No German FiT Degression in Q4 for First Time." *PV Magazine*. Accessed October 2016: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/no-german-fit-degression-in-q4-for-first-time_100021325/#axzz4LTwrHUQQ.

———. 2016. "Germany's Fifth Solar Auction Allocates 130 MW to 25 Projects." *PV Magazine*. Accessed October 2016: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/germanys-fifth-solar-auction-allocates-130-mw-to-25-projects_100025687/#axzz4RbT5OSlB.

Environment, Planning and Sustainable Development Directorate. 2016. "Next Generation Renewables." Australian Capital Territory Government. Accessed December 7, 2016. http://www.environment.act.gov.au/energy/cleaner-energy/next-generation-renewables.

EQ Research. 2016. *State Bulletin: General Utility Rate Case Update, Q3 2016 Visualized*. Greentech Media. Accessed November 2016.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

EU Tracking Roadmap. 2015. *EU Tracking Roadmap 2015*. Accessed November 2016: http://www.keepontrack.eu/publications.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 2016. *Order 155 FERC ¶ 61,229 Accepting Proposed Tariff Revisions Subject to Condition*. Accessed November, 2016: https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20160602164336-ER16-1085-000.pdf.

Fox-Penner, Peter, Dan Harris, and Serena Hesmondhalgh. 2013. "A Trip to RIIO in Your Future – Great Britain's Latest Innovation in Grid Regulation." *Public Utilities Fortnightly*. October.

Gailfuß, Markus. 2016. "CHP Act 2016 – Summary of Regulations within the New CHP Act." BHKW Infozentrum. Accessed October 2016: https://www.bhkw-infozentrum.de/rechtliche-rahmenbedingungen-bhkw-kwk/chp-act-2016-summary-of-regulations-within-the-new-chp-act.html.

Grimwood, Gabrielle Garton, and Elena Ares. 2016. *Energy: The Renewables Obligation*. London: House of Commons Library. Briefing paper. Number 05870.

Heinrich Böll Foundation. 2016. Energy Transition: The German Energiewende. Accessed September 2016: http://energytransition.de.

Hoff, Sara. 2016. "Germany's Renewables Electricity Generation Grows in 2015, but Coal Still Dominant." Today in Energy, May 24. http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26372.

Joint Utilities of New York. 2016. *Supplemental Distributed System Implementation Plan. Case 16-M-0411: In the Matter of Distributed System Implementation Plans*. Accessed November 2016: http://jointutilitiesofny.org/wp-content/uploads/2016/10/3A80BFC9-CBD4-4DFD-AE62-831271013816.pdf.

Kann, Shayle. 2016. "How to Find a Compromise on Net Metering." Greentech Media. Accessed October 2016: https://www.greentechmedia.com/articles/read/how-to-find-compromise-on-net-metering.

Klessmann, C., Nabe, C., Burgees, K. 2008. "Pros and Cons of Exposing Renewables to Electricity Market Risks: A Comparison of the Market Integration Approaches in Germany, Spain and the UK." *Energy Policy* 3: 3646–3661.

Lightsource, Good Energy, Foresight Group. 2015. *The Decentralised Energy Transition*. London: Lightsource Renewable Energy. http://www.solar-trade.org.uk/wp-content/uploads/2015/10/20151020-Decentralised-Energy-FINAL.pdf.

Lowder, Travis, Paul Schwabe, Ella Zhou, and Douglas J. Arent. 2015. *Historical and Current U.S. Strategies for Booting Distributed Generation*. NREL/TP-6A20-64843. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64843.pdf.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

Lowry, Mark Newton, and Tim Woolf. 2016. *Performance-Based Regulation in a High Distributed Energy Resource Future*. Berkeley, CA: LBNL. LBNL-1004130.

MDPT (Market Design and Platform Technology Working Group). 2015. *Report on the Market Design and Platform Technology Working Group*. Accessed October 2016: https://newyorkrevworkinggroups.com/wp-content/uploads/MDPT-Report_150817_Final.pdf.

Massie, Kirsti, and Katy Norman. 2016. *UK Electricity Market Reform: How Far Have We Come?* London: White & Case LLP.

Mitchell, C., D. Bauknecht, D., and P.M. Connor. 2006. "Effectiveness through Risk Reduction: A Comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and the Feed-In System in Germany." *Energy Policy* 34: 297–305.

Moyse, Damien, Nick Carrazzo, and Andrew Reddaway. 2016. *Life after FiT*. Melbourne, VIC: Alternative Technology Association. http://www.ata.org.au/wp-content/projects/TEC_Life_After_FiTs_Report_2016_summary.pdf.

NARUC (National Association of Regulatory Utility Commissioners). 2016. *Distributed Energy Resources Rate Design and Compensation*. Accessed November 2016: http://pubs.naruc.org/pub/19FDF48B-AA57-5160-DBA1-BE2E9C2F7EA0.

National Grid. 2015a. *Future Energy Scenarios: UK Gas and Electricity Transmission*. Warwick, England: National Grid.

———. 2015b. *Final Auction Results: T-4 Capacity Market Auction for 2019/20*. London: National Grid.

———. 2016. *Future Energy Scenarios: UK Gas and Electricity Transmission*. Warwick, England: National Grid.

Nelson, Tim, Paul Simshauser, and Simon Kelley. 2011. "Australian Residential Solar Feed-in Tariffs: Industry Stimulus or Regressive form of Taxation?" *Economic Analysis and Policy* 41(2). http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0313592611500153.

NYPSC (New York Public Service Commission). 2016. *Case 15-E-0751 – In the Matter of the Value of Distributed Energy Resources*. Staff Report and Recommendations in the Value of Distributed Energy Resources Proceeding. Accessed November 2016: http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={59B620E6-87C4-4C80-8BEC-E15BB6E0545E}.

———. 2015. Case 14-M-0101 – Proceeding on Motion of the Commission in Regard to Reforming the Energy Vision. Staff White Paper on Ratemaking And Utility Business Models. Accessed November 2016: http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={48954621-2BE8-40A8-903E-41D2AD268798}.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

Ofgem (Office of Gas and Electricity Market). 2005. *The Innovation Funding Incentive & Registered Power Zones Annual Reports – 2005/6*. London: Ofgem. http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20130402174434/http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Techn/NetwrkSupp/Innovat/ifi/Documents1/14908-Internetpage.pdf.

———. 2009. *History of Energy Network Regulation*. London: Ofgem.

———. 2010. *Handbook for Implementing the RIIO Model.* London: Ofgem. https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51871/riiohandbook.pdf.

———. 2013. *Strategy Decision for the RIIO-ED1 Electricity Distribution Price Control: Outputs, Incentives and Innovation.* London: Ofgem.

———. 2016a. "FiT Tariff Rates." Accessed August 8, 2016: https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates.

———. 2016b. "Feed-in Tariffs: Quarterly Statistics." Accessed August 8, 2016: https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/contacts-guidance-and-resources/public-reports-and-data-fit/feed-tariffs-quarterly-statistics.

———. 2016c. "Feed-in Tariff Installation Report 31 March 2016." Accessed August 8, 2016: https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-installation-report-31-march-2016.

———. 2016d. "Renewables Obligation (RO) Buy-Out Price and Mutualisation Ceilings for 2016-17." Accessed August 8, 2016: https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/renewables-obligation-ro-buy-out-price-and-mutualisation-ceilings-2016-17.

———. 2016f. Renewables Obligation Annual Report: 2014-15. London: Ofgem. https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/03/renewables_obligation_annual_report_2014-15.pdf.

———. 2016g. "Electricity Network Innovation Competition." Accessed October 15, 2016: https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/network-innovation/electricity-network-innovation-competition.

———. 2016h. "Electricity Network Innovation Allowance." Accessed October 15, 2016: https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/network-innovation/electricity-network-innovation-allowance.

———. 2016e. *Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2015*. London: Ofgem. https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/06/annual_report_on_the_operation_of_the_capacity_market_6_june_2016_final.pdf.

Orme, Byron. 2016. *Incapacitated: Why the Capacity Market for Electricity Generation is Not Working, and How to Reform It.* London: Institute for Public Policy Research.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

Payne, Heather. 2015. "RIIO to REV: What U.S. Power Reform Should Learn from the U.K." *Pace Law Review* 31.

PG&E (Pacific Gas and Electric). 2016. "Electric Vehicle (EV) Rate Plans: Making Sense of the Rates." Accessed September 2016: https://www.pge.com/en_US/residential/rate-plans/rate-plan-options/electric-vehicle-base-plan/electric-vehicle-base-plan.page.

Poudineh, Rahmatallah, and Tooraj Jamasb. 2014. "Distributed Generation, Storage, Demand Response, and Energy Efficiency as Alternatives to Grid Capacity Enhancement." *Energy Policy* 67:222–231.

Poyry. 2006. *Creating Ski Slopes from Cliff-Edges: Removing Volume Risk from the Renewables Obligation*. Poyry Energy Consulting. http://www.poyry.co.uk/sites/www.poyry.uk/files/SkiSlopesFromCliffEdges.pdf.

Proudlove, Autumn, Kate Daniel, Brian Lips, David Sarkisian, and Achyut Shrestha. 2016. *50 States of Solar: Q2 2016 Quarterly Report*. NC Clean Energy Technology Center.

PV Grid. 2014. "National Updates: Germany." Accessed October 2016: http://www.pvgrid.eu/national-updates/germany.html.

REV (Reforming the Energy Vision). 2016. *Reforming the Energy Vision: REV*. Accessed October 2016: https://www.ny.gov/sites/ny.gov/files/atoms/files/WhitePaperREVMarch2016.pdf.

RMI (Rocky Mountain Institute). 2013. *A Review of Solar PV Benefit & Cost Studies*. 2nd Ed. Accessed November 2016: http://www.rmi.org/elab_empower.

Roselund, Christian. 2016. "Energy Storage Moves Front and Center under California's SGIP." *PV Magazine*. Accessed November 2016: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/energy-storage-moves-front-and-center-under-californias-sgip_100025164/#axzz4RbT5OSlB.

Roth, Sammy. 2015. "California Electricity Rates: Here's What Happens Next." *The Desert Sun*. Accessed October 2016: http://www.desertsun.com/story/tech/science/energy/2015/07/07/california-electricity-rates-heres-what-happens-next/29796489/.

Savenije, Davide. 2015. "In New York, Utility of the Future will be 'Air Traffic Controller'. *Utility Dive*. Accessed October 2016: http://www.utilitydive.com/news/in-new-york-utility-of-the-future-will-be-air-traffic-controller/373342/.

SEIA (Solar Energy Industries Association). 2016. *Rate Design for a Distributed Grid: Recommendations for Electric Rate Design in the Era of Distributed Generation*. Accessed November 2016:

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

http://www.seia.org/sites/default/files/resources/Rate_Design_for_Distributed%20Grid_8-11-2016_FINAL.pdf.

Shah, Chandra. 2014. *Net Metering*. U.S. Department of Energy. Accessed November 2016: http://energy.gov/sites/prod/files/2014/05/f15/fupwg_may2014_net_metering.pdf.

Sommerfeld, Jeff, Laurie Buys, Kerrie Mengersen, and Desley Vine. 2016. "Influence of Demographic Variables on Uptake of Domestic Solar Photovoltaic Technology." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67(January 2017):315–323. http://ac.els-cdn.com/S1364032116305032/1-s2.0-S1364032116305032-main.pdf?_tid=8970934a-86d2-11e6-b9dd-00000aacb35d&acdnat=1475215128_921502e72490bc1ef422b8bd01fec04e.

Spector, Julian. 2016. "Why the Australian Solar-Plus-Storage Market Looks So Bright." Greentech Media. Accessed September 2016: https://www.greentechmedia.com/squared/read/Why-the-Australian-Solar-Plus-Storage-Market-Looks-So-Bright.

St. John, Jeff. 2015a. "SDG&E Proposes a 'Bring-Your-Own-Battery Tariff." Greentech Media. Accessed October 2016: http://www.greentechmedia.com/articles/read/sdges-proposes-a-bring-your-own-battery-tariff.

———. 2015b. "The Details behind California's Demand Response Auction Mechanism. Greentech Media. Accessed October 2016: https://www.greentechmedia.com/articles/read/The-Details-Behinds-Californias-Demand-Response-Auction-Mechanism.

———. 2015c. "California Launches Its First Real-World Smart Inverter Test." Greentech Media. Accessed October 2016: https://www.greentechmedia.com/articles/read/california-launches-its-first-real-world-smart-inverter-test.

Taylor, Mike. 2016. *Will Hawaii's Self-Supply Program Fundamentally Reshape the State's Solar and Battery Markets?* Smart Electric Power Alliance. Accessed November 2016.

Trabish, Herman K. 2016. "Inside the Decision: California Regulators Preserve Retail Rate Net Metering until 2019." Utility Dive. Accessed October 2016: http://www.utilitydive.com/news/inside-the-decision-california-regulators-preserve-retail-rate-net-meterin/413019/.

Tsanova, T. 2016. "Germany's 6th Solar Auction Sees Prices as Low as EUR 62.6/MWh." SeeNews. Accessed December 2016: http://renewables.seenews.com/news/germanys-6th-solar-auction-sees-prices-as-low-as-eur-62-6-mwh-549913.

van der Burg, Laurie, and Shelagh Whitley. 2016. *Rethinking Power Markets: Capacity Mechanisms and Decarbonisation*. London: Overseas Development Institute.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.

Weimar, M.R., M.E. Mylrea, T. Levin, A. Botterud, A., E. O'Shaughnessy, and L. Bird. 2016. Integrating Renewable Generation into Grid Operations. Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory. PNNL- 25331. http://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-25331.pdf.

Weiss, Jurgen. 2014. *Solar Energy Support in Germany: A Closer Look*. The Brattle Group. Accessed September 2016: http://www.seia.org/research-resources/solar-energy-support-germany-closer-look.

Williard, Tom. 2016. "NEM 2.0 Update: What You Should Know." Sage Renewables. Accessed September 2016: http://www.sagerenew.com/press/nem.

Wirth, Harry. 2016. *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. Wirth ISE. Accessed September 2016: https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf.

Woodman, B, C. and Mitchell. 2011. "Learning From Experience? The Development of the Renewables Obligation in English and Wales 2002-2010." *Energy Policy* 39: 3914–3921.

Zhou, H. 2012. "Impacts of Renewables Obligation with Recycling of the Buy-Out Fund." *Energy Policy* 46: 284–291.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory at www.nrel.gov/publications.