



# 可再生能源跨州跨省传输的挑战 与经济有效的经验

David Hurlbut, Ella Zhou, Lori Bird, and  
Qin Wang

*国家可再生能源实验室*



国家可再生能源实验室是美国能源部  
能源效率和可再生能源局的国家实验室  
由 Alliance for Sustainable Energy, LLC 运营  
本报告可从国家可再生能源实验室网站  
[www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications) 免费获取。

技术报告  
NREL/TP-6A20-69067  
2017 年 8 月

合同编号 DE-AC36-08G028308

# 可再生能源跨州跨省传输的挑战与经济有效的经验

David Hurlbut, Ella Zhou, Lori Bird, and  
Qin Wang

国家可再生能源实验室

依 Task No. ACTC.1320 编制



国家可再生能源实验室是美国能源部  
能源效率和可再生能源局的国家实验室  
由 Alliance for Sustainable Energy, LLC 运营  
本报告可从国家可再生能源实验室网站  
[www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications) 免费获取。

国家可再生能源实验室  
15013 Denver West Parkway  
Golden, CO 80401  
303-275-3000 • [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov)

技术报告  
NREL/TP-6A20-69067  
2017 年 8 月

合同编号 DE-AC36-08GO28308

## 声明

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

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

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

向美国能源部及其承包商支付一定加工费用，可以从以下地点获得纸质版：

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

可向公众出售纸质版，地点：

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

## 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 (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 (NREL)、中国国家可再生能源中心、丹麦能源署、德国技术合作机构 (GIZ)，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：中国国家发展和改革委员会能源研究所的熊威明，睿博能源智库 (RAP) 的 Frederick Weston，中西部独立系统运营商的 Cheng Luo. 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、Michael Milligan、Paul Schwabe 和 Jeffrey Logan.

## 缩略词

AC	alternating current	交流电
BA	balancing authority	平衡监管区
BPA	Bonneville Power Administration	邦纳维尔电力管理局
CSG	China Southern Power Grid Company	中国南方电网公司
CSP	concentrated solar power	光热
DA	day-ahead	日前
DIR	dispatchable intermittent resources	可调度间歇性资源
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	联邦能源管理委员会
FTR	financial transmission right	金融输电权
GW	gigawatts	千兆瓦
HVDC	high-voltage direct current	高压直流电
LMP	locational marginal price	节点边际电价
MISO	Midcontinent Independent System Operator	中西部独立系统运营商
MW	megawatt	兆瓦
NDRC	National Development and Reform Commission of China	中国国家发展和改革委员会
OASIS	open-access, same-time information system	开放实时信息系统
OATT	open access transmission tariff	输电网开放费率条款
POD	point-of-delivery	交付点
POR	point-of-receipt	接收点
PSS	physical scheduling system	物理调度系统
PTP	point-to-point	点对点
PV	photovoltaic	光伏
RE	renewable energy	可再生能源
REC	Renewable Energy Certificate	可再生能源证书
RPS	Renewable Portfolio Standards	可再生能源配额标准
RTO	regional transmission organization	区域输电组织
SCED	security-constrained economic dispatch	安全约束经济调度
SCUC	security-constrained unit commitment	安全约束机组组合
SGCC	State Grid Corporation of China	中国国家电网公司
SOCO	Southern Company Services	美国南方电力公司
TUC	transmission usage charge	输电使用费
TWh	terawatt hours	太瓦时/十亿千瓦时
UHV	ultra-high voltage	特高压
VAT	value-added tax	增值税

# 目录

1	简介	1
2	中国可再生能源跨省消费面临的挑战	1
2.1	中国可再生能源发展和输电网络	1
2.2	中国的跨省 / 区输电问题	4
2.2.1	发电与输电规划	4
2.2.2	跨区/省输电调拨和交易	5
2.2.3	跨区和跨省电力交易价格	6
2.2.4	跨省交易税收政策所带来的影响	7
2.3	中国跨区/省电力交易的尝试	7
3	美国的跨州输电	8
3.1	监管模式	8
3.1.1	平衡监管区	8
3.1.2	区域输电组织	9
3.2	与可再生能源相关的美国跨州输电驱动因素	11
3.3	跨州输电规划和使用模式	12
3.3.1	平衡监管现有输电线路之间的电力过网	12
3.3.2	在多州区域输电组织内直接采购	12
3.3.3	高压直流“超级高速公路”	13
3.4	地方保护主义问题	14
4	总结	14
	附录：对中西部独立系统运营商的区域输电组织案例研究	16
	输电调度如何应对可再生能源	18
	中西部独立系统运营商的输电定价与成本回收	19
	从中西部独立系统运营商到其他区域输电组织或平衡监管的电流传输	20
	参考文献和其他来源	22

## 图目录

图 1 中国大陆区域电网分布图.....	3
图 2 中西部独立系统运营商（非阴影区域）和美国风电开发.....	16
图 3 输电调度流程.....	17
图 4 中西部独立系统运营商的不同交易计划类型.....	18

## 表目录

表 1 截止 2015 年末，风力发电基地预计需要的输电配套设施的建设状况.....	4
表 2 2010 年跨区/跨省输电调拨和交易信息.....	5
表 3 一些省份不同发电方式的平均上网电价和居民用电价格（每兆瓦时人民币价格）.....	6
表 4 实时市场资源对比.....	19
表 5 三种计划对比.....	21

# 1 简介

提前做好战略规划输电网络是大规模可再生能源 (RE) 并网灵活性的重要来源。此类网络可以提供广泛的地理多样化资源, 进而降低对灵活性的需求, 还可以促进相邻平衡区域的共享 (Cochran et al. 2014; Milligan et al. 2015)。本报告基于两份美国国家可再生能源实验室 (NREL) 之前的技术报告 —— *Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration* (Milligan et al. 2015) 和 *'Renewables-Friendly' Grid Development Strategies* (Hurlbut et al. 2015), 这两份报告讨论了不同的灵活性方案, 对美国市场模型和电网规划作了综述。本报告着重解决中国跨省 / 区输电问题, 旨在整合集中于偏远地区, 需要跨省 / 区电力交易的可再生能源。

过去有不少研究提到长距离输电是中国可再生能源并网面临的主要挑战之一 (Cheung 2011; IRENA 2014; Ni and Yang 2012; Kahrl and Wang 2015)。, 中国的跨省输电过程的三个要素对于可再生能源并网来说至关重要: 规划、电力交易调度和定价。 *'Renewables-Friendly' Grid Development Strategies* 报告已经说明了美国在输电规划方面的经验; 在此报告中, 我们调查了美国在输电调度、定价、接入和分配方面的经验, 深入分析了区域输电组织 (RTO) 地区和非区域输电组织地区的一些案例, 以及对中国的启发意义。

## 2 中国可再生能源跨省消费面临的挑战

### 2.1 中国可再生能源发展和输电网络

在过去的十年里, 中国的可再生能源发展取得了长足进步, 同时也存在着很高的弃电量。2015 年, 中国的弃风量达到了 339 亿千瓦时, 平均弃风率为 15%, 甘肃省的弃风率高达 39% (NEA 2016c)。2015 年, 平均弃光率为 12.6%, 甘肃为 30.7% (CPIA 2016)。

可再生能源资源与负荷中心之间的距离太远, 是中国可再生能源并网面临的巨大挑战之一, 同时也是促进跨省输电的重要原因。因为能源富集地区无法在本地消耗掉所产生的全部电力, 所以就提高了跨区或跨省输电需求。截至 2015 年末, 中国的风电总装机量累积达到 14.536 万兆瓦, 其中有 51.7% 集中在中国北部五个省/自治区内 (内蒙古、新疆、甘肃、河北和山东) (CWEA 2016)。2015 年, 太阳能总装机量达到 4.318 万兆瓦; 北方四省 (甘肃、新疆、青海和内蒙古) 占据了其中的 51.6% (NEA 2016a)。而中国的负荷中心大多分布于沿海地区。资源和负荷的错位随着经济发展的放缓而愈演愈烈: 2015 年, 中国国家电网公司 (SGCC) 区域内的用电量仅增加了 0.1%, 东北、西北和华北地区用电量的增速更是远远低于东部地区 (SGCC 2016a)。

中国拥有庞大的电网基础设施, 但是目前的机构设置并不完全有利于满足可再生能源跨省消费的需求 (参见第 2.2 节)。中国大陆有七个区域电网 (六个互联的异步电网): 东北电网、西北电网、华北电网、华中电网、华东电网、南方电网和西藏电网。其中, 华北电网和华中电网通过晋东南—荆门 1000 千伏 高压交流输电项目进行互联。电力平衡需要在各省而不是各区域达到。在过去的几年中, 中国已经建设了规模庞大的跨区和跨省输电线路。截止 2013 年底, 中国共有 15 条跨区输电线路运行, 总长 12739 千米, 全部归中国国家电网公司所有; 共有 219 条跨省输电线路运行, 总长 43255 千米, 其中 153 条属于中国

国家电网公司所有，其余属于中国南方电网公司 (CSG) 所有 (NEA 2015a)。一些跨区和跨省输电项目主要是为了可再生能源并网而建设，包括东北电网—华北电网的背靠背高压直流 (HVDC) 扩建项目和 800 千伏 哈密—郑州特高压直流 (UHV DC) 项目 (SGCC 2016b)。跨区和跨省电力交易需求已经成为中国电力系统不可或缺的特点，尽管其主要目的并不是为了风电和光伏并网。2015 年，跨区/省交易电量达到 8842 亿千瓦时，占全国用电量的 15.9% (NEA 2016b)。在这个能源和负荷不均衡的国家，建设更多超高压输电项目、跨区和跨省电力流通将在可再生能源并网中可能发挥更重要的作用。图 1 显示了七个区域电网内的主要在建和规划输电线路，以及各省大致负荷规模和可再生能源的可用性

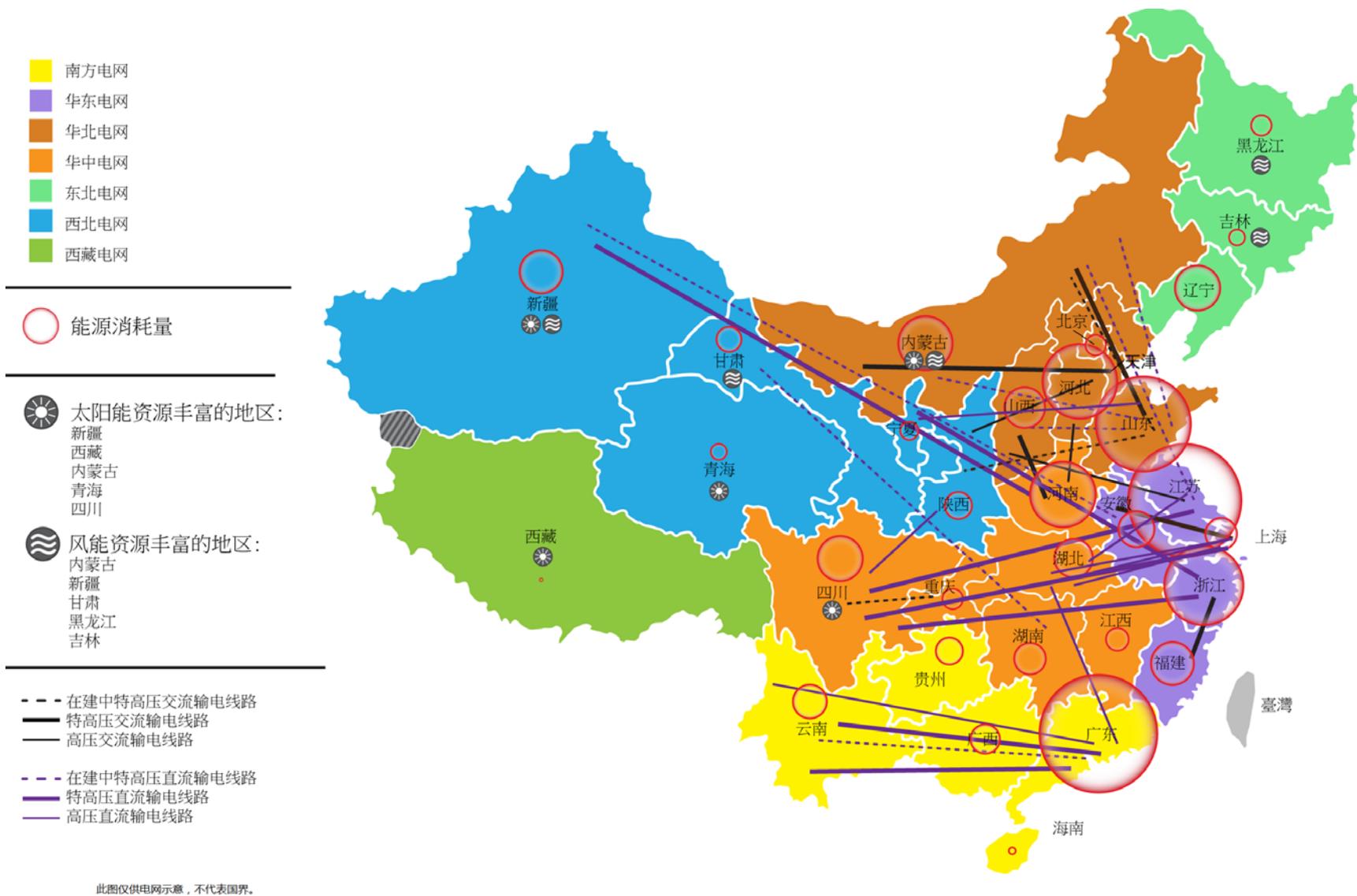


图 1: 中国大陆区域电网分布图 来源: NEA、SGCC、CSG

## 2.2 中国的跨省 / 区输电问题

一系列的跨省 / 区输电问题阻碍了可再生能源的并网。这些包括缺乏协调的电源与输电规划和以市场为主导的电力交易定价与交易机制的行政规划。

### 2.2.1 发电与输电规划

2015 年的电力系统改革文件（通常被称为“9 号文件”）号召加强电力系统的协作规划 (NDRC 2015)。目前，电源规划与输电规划不协调。在十二五规划 (2010-2015) 中，中国下发了关于风能和太阳能发电的规划文件，但是对于电网规划来满足这些发电基地的输电需求并未给出明确的指导性意见 (Wang 2016)。分析人士发现，在中国，一个典型风场从审批到建设的时间稍长于 20 个月，但是相应的电网可能需要花费超过 40 个月的时间进行规划、审批及建设，速度远远落后于中国可再生能源的部署 (Wang 2016)。表 1 列出了中国七个最大的风电基地的计划发电量和国家电网能源研究所预计需要的额外输电量，以及这些输电线路的建设状况。并不是所有研究得出的所需新增输电量都会成为现实的建设规划。从下表可以看出，中国大规模风电基地的规划及建设要远远领先于输电项目。

表 1：截至 2015 年末，风力发电基地预计需要的输电配套设施的建设状况

	哈密	酒泉	内蒙西部	内蒙东部	吉林	黑龙江	张北
2015 年计划风量 (GW) <sup>a</sup>	9	13	13	7	8	6	10
2020 年计划风量 (GW)	17	15	38.3	13	15	10	16
需要额外的输电量 (GW)	10	11	13	8	6	6	11
输电线路	已完工	建设中		没有输电建设规划			

<sup>a</sup> 在撰写此文时，并未获取所有风力发电基地的装机容量，但可以预计，到 2015 年底都实现了计划装机容量目标。

来源：Liu 2016, RAP 2016

另一方面，一些最近新建的跨省输电线路，主要因为配套电源、送受电端等多方面的问题，利用率很低。例如，从新疆到西北电网的跨区四回路 750 千伏一、二通道工程在 2014 年外送断面最大输送功率为 2 千兆瓦，不到设计预期容量的一半 (NEA 2016e)。这主要是因为青海省负荷增长的减缓，受端当地对可再生能源的开发，以及新疆配套发电项目建设的延期。

2016 年 6 月发布的《电力规划管理办法》旨在从中央和省级别协调国家能源局各部门和机构的规划工作。根据此《办法》，国家能源局负责国家（和区域）层面的电力规划，包括大型水电、核电、风电、太阳能（光伏 [PV] 和光热发电 [CSP]）和燃煤发电规划，以及跨区/跨省输电项目、500 千伏以上的省内输电项目和省内自销燃煤与燃气发电的规模。这些规划由电力规划研究所制定，并由电力公司实施 (NEA 2016d)。

## 2.2.2 跨区/省电力交易

跨区和跨省电力交易存在一个主要问题：绝大多数省与省之间的电力交易以年为基准进行行政规划（无论是数量还是价格）。表 2 显示了 2010 年不同类型的跨区和跨省电力交易的详细信息。

表 2：2010 年跨区/省电力交易信息

类型	示例	传输电力 (TWh)	价格和数量的制定
中央政府命令或批准调拨	三峡大坝、葛洲坝和李家峡水电站的发电传输；东北地区的跨区和一些跨省传输；从四川和安徽省向东部输电	352.7	中央政府制定
省政府领导输送	中国南方电网的西电东输	95.9	省政府制定
电网公司调配输电	超高压输电，从华北电网到华中电网输电，安徽出口（除了东输）	19.2	电网公司制定
部分市场交易	西北、华中、华东和华北电网传输，除了上述各类型规定的容量	107.3	国家电网公司进行调配或在区域间/各省电网之间协调。总量由发电企业招标或是采购等决定。
市场交易	华东每月竞价；华中水电应急交易；超出之前规划量的云南水电到广东省量部分	5.1	电网和发电企业进行协商

来源：SERC 2011

虽然没有最新的数据，但是国家能源局 2016 年关于国家电力交易的报告阐明，计划好的安排和省政府之间的协商仍然是确定跨区/省电力交易数量和价格的主要方式 (NEA 2016b)。一些省政府极大地干预了跨区及跨省交易。例如，江西省能源局为江西省电网设置了年度外购电计划不得超过 100 亿千瓦的限额，包括由中央政府调配、来自三峡大坝和葛洲坝的电力，并且如果电力引进需求增加，就需要获得政府批准。此机构甚至要求省电网归还 7.33 亿千瓦时已完成的电力交易 (NEA 2016b)。而在中国南方，省政府的一些做法使得很难签订年度合同；截至 2015 年 6 月 30 日，一些政府仍然没有签订 2015 年的跨省交易合同，很大一部分跨省电力交易是在没有任何合同基础的情况下进行的 (NEA 2016b)。有几个原因促成了当地政府的这种行为，其中一个原因在第 2.2.4 节中会讨论，其他原因并不在本技术报告的讨论范围内，例如当地政府的官方政绩评估指标。

每年对电力交易的行政规划相对稳定，可进行短期调整的机制极少。以 2013 年 1 月到 4 月为例，华中电网已经整体发电过剩，但仍然从华北电网引进了 63.4 亿千瓦时电力，并从西北电网引进了 22.5 亿千瓦时电力，来满足年度交易计划 (NEA 2014)。短期跨省交易非常有限，通常只作为应急用途，而短期跨区交易几乎不存在 (Central China Electricity Regulatory Bureau 2014; Eastern China Grid Company 2016)。因此，年度计划中的低效之处通常无法进行及时调整。

### 2.2.3 跨区和跨省电力交易价格

跨省电力交易的第三个主要问题是价格。政府为各省的不同发电方式制定了不同的上网电价和销售价格。电网公司则利用电力销售价格和上网电价之间的差额来弥补他们的输电和配电成本。燃煤的上网电价通常被认为是“标杆电价”；可再生能源在标杆电价之上有上网电价补贴，使它们的上网电价高于传统能源的电价。例如，表 3 显示了 2015 年一些省份不同发电方式的平均上网电价。

如表 3 所示，在可再生能源资源充足的省份例如新疆和甘肃，电力的平均销售价格低于河南、湖南和山东，但是它们可再生能源发电的上网电价仍然要远远高出后面几省的燃煤上网电价。其结果就是，在由行政决定上网电价的现有制度下，进行跨省交易时，可再生能源电力在跨省消费时相比于煤炭很难有竞争力。

表 3：一些省份不同发电方式的平均上网电价和居民用电价格（每兆瓦时人民币价格）

省份	煤	天然气	水力	光伏	风力	平均电力销售价格
新疆	247.3	不适用	248.8	974.2	559.8	436.81
甘肃	295.9	不适用	239.5	1003.0	529.8	453.00
河南	421.3	786.53	340.3	不适用	609.9	606.83
湖南	473.7	不适用	361.3	不适用	599.9	675.06
山东	421.1	不适用	不适用	1000.0	674.3	697.75

来源：NEA 2016f

此外，当前跨省和跨区电力交易价格由中央行政规划和省政府协商制定，无法真实反映供需。实际上，如第 2.3 节试点交易所述，行政设定的价格通常高于市场价。即使是“市场交易”部分，虽然价格是由电网与发电企业协商得出的，但是规范的不完善和信息的不平等，制定的价格并不总是公平合理。例如，中国规定要求电网企业向发电企业披露输电网接口情况、主要输电通道的构成和关键断面的输电能力(SERC 2005)；在实际操作中，这些信息仅向监管机构披露。一些国家电网公司调度及交易机构没有将输电网结构图披露给发电企业；还有一些调度交易机构没有按要求披露电网阻塞或日前 (DA) 计划等信息 (NEA 2016b)<sup>1</sup>。一些研究人士指出，中国的上网电价可能相对较低，但是输电价格相对较高 (CSER 2012)。

除了政府设置的跨区/省电力交易份额之外，一些省政府之间也会就部分市场或是市场交易价格进行协商。2015 年，广东省和云南省达成协议，以公开交易的方式购买云南省的过剩电力（超出政府设定规划之外部分），但是发电企业并未参与到价格的协商，而是由省政府替他们进行价格谈判。(NEA 2016b)

<sup>1</sup> 因为“市场交易”份额相对于总发电量来说非常小，所以监管机构和电网公司并不担心输电拓扑信息披露之后，发电企业会利用他们的市场影响力干预市场。这种情况可能会在电力市场改革后有所改变。

#### 2.2.4 跨省交易税收政策所带来的影响

中国十分了解输电网络能为大规模可再生能源并网带来巨大帮助，但是跨区/省可再生能源消费并非只受到输电系统的物理限制，而也受到了电力送端和受端省份的政治和经济利益的约束。

1994 税制改革之后，中国地方政府的税收来源锐减。销售税和关税收归中央政府所有。企业所得税依照企业的从属关系，归中央或地方政府所有。换言之，国家级国有企业的所得税（例如中国国家电网公司）直接向中央政府缴纳，而省级国有企业的所得税（例如拥有浙江省超过一半的发电资产的浙江省能源集团）向省政府缴纳。增值税 (VAT) 以 3:1 的比例在中央和地方政府之间分配。大多数资源税（例如煤）归地方政府所有，但是海洋资源和石油税归中央政府所有 (MOF 2014)。因此，省级政府更倾向于保护本地发电企业和盈利煤企，获取当地政府收入，保证本地就业率，而不是通过进口稍微廉价的外来电力来降低当地企业成本。在当前经济增长放缓的情况下，各个电力消费省份更加不愿意从省外输入电力。

### 2.3 中国跨区/省电力交易的尝试

为打破上述瓶颈，中国国家发展和改革委员会 (NDRC) 发布了《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》，指导电力交易参与方自行协商电价，或充分利用市场；进一步指出，新的跨区/省电力交易项目应当采用招标的形式 (NDRC 2015)。

另一个解放跨区和跨省电力交易的潜在渠道是直购电，或提供跨省零售选择。在过去的十年间，大多数直购电都仅限于省内，但是作为解决跨区和跨省电力交易问题的潜在方式，它的利用在日益增加 (Bai et al. 2016)。2016 年，国家发改委发布了一项规定，首次开放跨区域的直购电，放开包括银东高压直流输电线路的 100-120 亿千瓦时 (35.7 到 42.9%) 调度输电 (NDRC 2016)。西北四省 824 家发电企业和山东省 30 家终端用户参与交易，降低了山东终端用户 10% 的电价 (Caixin Energy 2016; South China Morning Post 2016)。

然而，达成的协议全部来自煤电企业，此类企业提供的价格比可再生能源发电的价格相对较低，这反映了第 2.2.3 节提及的政府设定上网电价的问题。因此，对于可再生能源来说，需要对电力定价机制进行彻底变革，才能使其与煤电在同一个水平线上竞争。

## 3 美国的跨州输电

在美国，输电规划、调度和定价遵循两个现有模式。在本节中，我们将介绍这两个模式，然后详细说明更复杂的那种模式。之后，我们将探讨在这两种制度架构下，跨州输电是如何进行的。

### 3.1 监管模式

在美国，发电厂把电通过输电线路输出可能在两种制度模式发生：区域输电组织 (RTO) 和非区域输电组织的平衡监管区 (BA)。非区域输电组织的平衡监管区是传统一体化运作模式，大小相当于中国的地方电网或省级电网。区域输电组织是最近二十年内在高人口密度且高负荷的区域内出现的新市场模式。区域输电组织在地域上相当于中国的区域电网，但是对地方发电机组的控制性更高，虽然它不拥有发电资产。

#### 3.1.1 平衡监管区

平衡监管区域指在某个地理范围内，发电量与耗电量需要实时平衡。平衡监管可以是一个单独的大型输电企业，也可以是在同一平衡监管区内通过联合运行协议汇集在一起的多个输电企业。通常，一个平衡监管区在一个州内，这是监管历史形成的产物，但是一个州内可能有多个平衡监管区。在美国，一些较大的平衡监管区可能会跨越州境，这通常是几个小型电力公司经过合并或收购成为一个大型电力公司的结果。

从一个平衡监管区输往另一个的电力都会单独追踪记录，包含在平衡性计算中。平衡监管管理系统中的旋转备用量以使得以下公式：

$$\text{发电}_t + \text{输入}_t = \text{负荷}_t + \text{输出}_t$$

在各个运行间隔  $t$  都能满足(NERC 2016)。平衡监管区之间的大多数输入和输出是在某个平衡监管区的电源输电给另一个平衡监管区的负荷，或者是为了保证可靠性在平衡监管区之间进行的短期直接交易。平衡监管还负责实时保证系统的频率。

平衡监管模式的显著特点是，输电企业依据联邦法律法规独立保证各自系统的控制权。每家企业的输电网开放费率条款 (OATT) 都有提供输电服务的条款，这必须经过联邦能源管理委员会 (FERC) 的审核和批准。各州不得修改 FERC 批准的输电费率 (*TETCO v. FERC* 1996)。

输电网开放费率条款适用于三种输电客户 (FERC 2007)：

- **本地负荷客户：** 电力公司可能拥有输电设施，同时有法律义务为终端客户提供输电服务。本地负荷客户指电力公司的输电网络依据法律、州特许经营权、监管要求或合同规定所必须服务的客户。
- **网络服务客户：** 由网络服务客户提供电力的负荷在功能上与电力公司的本地负荷客户类似，区别在于这些客户和电力企业之间没有特许权或类似的法律义务。网络

服务客户可以是自己供电的市政所有的电力单位，也可以是自己有发电机的大型工业公司。

- **点对点 (PTP) 服务客户：**点对点客户通过购买输电服务，将电力从电力系统中某个特定接入点输送到某个特定接收点，通常是输送到相邻输电网络的连接点中。点对点客户并不为本地负荷或是网络负荷服务。

本地负荷客户和网络客户必须指定发电机做为他们的网络资源。通常情况下，指定的网络资源必须随时能够向网络负荷客户提供稳定的服务，不得转包给非网络第三方。

联邦法律要求输电企业披露计算点对点服务可用输电量的方法。这通常涉及到估算本地负荷和网络客户的输电系统需求，与其他长期合同的下的义务进行综合，然后估算在不弃电的情况下可以提供服务的剩余容量。计算方法和结果必须在输电企业的开放实时信息系统中 (OASIS) 公示。点对点服务本着先到先得的机制提供。

输电企业可以出售确定和非确定的点对点服务。确定的点对点服务拥有与本地负荷用户和网络用户相同的保留优先权。如需为其他输电客户提供服务时，可消减非确定的点对点服务。

因为每个输电企业都有自己的输电价格，从一个平衡监管区到另一个平衡监管区的传输可能涉及多重点对点收费——每通过一个平衡监管区收费一次。这种将点对点收费层层叠加的方式被称为“pancaking”（千层蛋糕），进行长距离输电时会造成输电成本显著增加。

如需弃电来保证电网的稳定性，电网企业必须将网络和确定点对点客户与自己的资源同等对待。如果平衡监管区需要弃电并重新调度资源，它必须以成本最低的方式缓解输电堵塞，不能区别对待，偏向自己的资源。如果弃电和重新调度不足以维持稳定性，削减负荷时也必须一视同仁。

除了对非确定点对点服务的限制，唯一可以获得优先输电权的就是继续为合同进行中的客户提供确定的服务。这适用于各种输电客户。尽管本地负荷客户相对于网络或是确定点对点客户并没有任何优先权，但根据法定或监管义务，输电企业必须在本地负荷用户需要的情况下对输电系统进行必要的升级。此外，因为输电企业需要将网络和点对点客户与自己同等对待，在考虑扩建输电网络时，本地负荷用户、网络负荷和确定点对点的需求均有着相同的影响力。

### 3.1.2 区域输电组织

美国的区域输电组织将数个平衡监管区整合为一个控制区。区域输电组织中的电网企业并不控制自己输电线中的潮流，这点与平衡监管区不同。区域输电组织根据统一输电网开放费率条款进行运作，此条款管理区域输电组织所有电网企业的每条输电线路的使用。所有电网都作为一个输电系统经营 (PJM 2010)。

区域输电组织经营的网络与其所跨州的边界无关<sup>2</sup>。无论发电机组在哪个州，只要满足区域输电组织的接入要求，在接入点都享有平等的输电网络使用权。这些要求包括遥测标准，通过代理商代表发电机组提交经济报价，还有其他适用于所有发电机组的技术要求。

区域输电组织运用安全经济约束调度 (SCED) 来确定由哪些发电机组将电力输送到电网系统中。安全约束经济调度根据发电成本（竞标价格）和输电限制，优化区域输电组织覆盖的所有州的发电机组调度 (ERCOT 2016; PJM 2010)。因此，某州的负荷中心可能由其他州的发电机组供电，前提是这样的跨州调度能够降低发电总成本。

区域输电组织内的所有负荷均为网络负荷，所有连接到区域输电组织系统的发电机组均为网络发电。所以，两点之间没有点对点输电服务（即使两点分别处于不同的州），定量和非定量输电服务之间也没有区别。发电机组的调度是区域输电组织根据整个区域的发电商和需求响应的供应商提交的报价，通过整体的安全经济约束调度优化后决定的。根据输电限制、发电机组爬坡限制和可靠性，报价最低的发电机组会首先被调度。风能和太阳能资源拥有零或近乎为零的边际发电成本，通常报价为零或接近于零。安全经济约束调度根据发电机组所提供的电力报价，从经济角度上确定该发电机组的调度门槛。这意味着，除了罕见的稳定性事件，很少会出现风能或任何其他可再生能源的物理弃电。

接受调度的发电机组收到的收入价格是由安全经济约束调度决定的。这些称为节点边际电价 (LMP)，与发电或用电的每个时间点对应。节点边际电价代表整个系统向指定位置提供一兆瓦时电力需要的成本。如果系统中出现输电阻塞，节点边际电价将在不同的地点出现差异，从而体现输电网络阻塞的成本（换言之，这体现了系统为满足需求，重新调配，启用了那些在无阻塞情况下不会调用的资源，使得价格增高）。

由于使用了安全约束经济调度，区域输电组织没有物理输电权，不保证将电力从系统中的某一特定点调配到另一点。在这种情况下，区域输电组织使用节点边际电价计算金融输电权 (FTR)，也称为阻塞收入权 (PJM 2010; ERCOT 2016)。这些措施替代了物理的点对点输电服务，用来对冲电网两点之间堵塞。因此，如果发电厂希望将电力从某一点送往系统中距离较远的另一点，但是预计两点之间会发生输电堵塞，可以通过购买金融输电权确保发电厂在发生堵塞时能够收到额外收入。这给了发电厂更多的灵活性，它可以降低自己的市场报价，从而减少在安全约束经济调度中被弃电的可能性。金融输电权是区域输电组织通过潮流模型来进行仿真计算的，以判断可能发生堵塞的路径。大部分金融输电权按月分配，每月竞标，但是有一些可以预留 6 个月或 12 个月。

判断电网升级是否合理时，区域输电组织会考虑节点边际电价。如果受影响的节点边际电价的长期堵塞成本高于输电线路升级成本，区域输电组织通常会批准升级。

在美国，相互毗邻的区域输电组织依赖联合运营协议来管理电力从一个区域输电组织到另一个区域输电组织的流动。在安全约束经济调度中，与另一个区域输电组织的传输接口由系统边缘的一个节点来代表。电力流动根据可靠性依据联合运营协议进行管理，但是交易价格是通过安全约束经济调度计算来确定的。

---

<sup>2</sup> 德州电力安全理事会和纽约独立系统运营商都是将州内所有平衡监管整合在一起的区域输电组织。

两个区域输电组织之间的连接点在这两个区域输电组织的独立安全约束经济调度中都由一个节点来代表。例如，将风电从一个区域输电组织输送到另一个区域输电组织涉及两次同步调度。在风电机组所在的区域输电组织中，这个节点会成为一个负荷，负荷量与要输出的电量一致。但在接收风电传输的那个区域输电组织的安全约束经济调度中，这个节点为发电节点，发电量按照连接点注入的发电被调度。这两个安全约束经济调度将确定传输电能的价格。与这笔风电交易有关的可靠性问题则由两个区域输电组织根据联合运营协议解决。

区域输电组织和非区域输电组织平衡监管区之间的交易可通过交易枢纽进行管理。枢纽代表大容量输电中转站，通常是汇聚于一个主要发电站的数条高压输电线路的交汇处。如果枢纽位于区域输电组织服务区域以外，但是有向区域输电组织输电的路径，枢纽可能会体现为一个虚拟节点。

### 3.2 与可再生能源相关的美国跨州输电驱动因素

在美国，跨州传输可再生能源是非常普遍的。美国最早的一些大型州际高压输电线路是为了连接大型政府水电站与负荷中心而兴建的。与中国相似，此类大坝的用途是发电、预防洪水和提供灌溉 (BPA 2016)<sup>3</sup>。公共电力单位接收几乎所有电力，通常通过联邦机构例如邦纳维尔电力管理局 (BPA) 运营的输电网络输送。这些电力批发客户包括市或城镇所有和运营的本地电力单位、乡村用户所有的电力合作社和当地政府创建的特殊公共事业区域。向这些客户提供的水电通常是法律或行政决定而分配的。华盛顿州的大古力水坝是美国规模最大的发电机组，运行容量为 6765 兆瓦。BPA 的输电网络横跨八个州，为超过 130 个公共电力企业提供服务。

美国西部一些投资人所有的电力企业在 20 世纪 70 年代到 80 年代建设了州际输电线路，将靠近煤矿的新建大型火电厂与距离很远的主要负荷中心连接起来。在这些新建的线路中，有些甚至跨越了三个州。

能源购买者是可再生能源是否需要跨州传输的主要驱动力，而他们反过来受到各州可再生能源政策和成本的影响。29 个州采用了可再生能源配额标准 (RPS) 此标准对电力单位或负荷服务单位设置了采购可再生能源的硬性要求（如未达标，会受到罚款），显著影响了可再生能源开发和传输需求。电力单位通常会寻求成本最低的发电来满足可再生能源配额标准的要求；因此，根据具体政策要求，他们有时会从邻州寻找更划算的可再生能源发电机组。

可再生能源配额标准法律及实施规范为合格的可再生能源资源提供了指导，同时也包括地区资格考虑因素。该州是否在大规模电力批发市场内会影响地理资格规定。通常，如果某个州在批发电力市场内，定义为合格区域的电力市场越广泛，那么就必须向越广泛的市场提供合格发电。对于电力市场尚未重组的州，符合要求的发电厂有时需要向该州供电，但是规定不同。分布式发电的地域性要求也不同，但通常需要与本地电网连通。

---

<sup>3</sup> 另请查看田纳西河谷管理局网站：<https://www.tva.gov/About-TVA>。

州可再生能源配额标准政策中的地理性采购要求基本上可分为几个类别。总的来说，大多数要求都规定在指定州或区域内利用可再生能源发电，或输送到指定州或区域；而某些州现有或过去曾有鼓励州内或区内发电的政策规定。总之，这些要求会影响到可再生能源的跨州输送。

通常，可再生能源发电厂会有至少几个州作为出售选择，但是，如果风场或光伏发电厂距离有可再生能源配额标准的州距离甚远，则它们的选择可能十分有限。一项最近的分析从可再生能源发电机组的市场机会角度出发，探讨了满足可再生能源配额标准政策进行地理性采购所存在的问题。根据资格规定的最近变革，在特定个州的可再生能源发电机组必须将电力出售给有可再生能源配额标准的州或是区域 (Holt 2016)。

除了可再生能源配额标准政策，纯粹按照自己意愿采购可再生能源的企业或是其它买家通常是采购成本最低的可再生能源来满足需求。供电成本要考虑长距离输送可再生能源与当地和分布式资源选择的经济性对比。Hurlbut 等人进行的早期研究 (2013) 调查了美国西部处于可再生能源配额标准市场之外的可再生能源的市场潜力，以及这些对于输电需求可能意味着什么。

### 3.3 跨州输电规划和使用模式

#### 3.3.1 平衡监管现有输电线路之间的电力过网

风能同样可以穿越州或公用事业服务区域，为其它公用事业提供可再生能源。例如，怀俄明州有超过 1400 MW 的风电装机容量，但是并没有可再生能源配额标准要求。然而，该州有非常好的风力资源，并且也十分适合开发风电，转化为性价比非常高的风力发电，这是美国境内成本最低的风电资源。怀俄明的风电已经通过现有的交流输电网络送往其它行政区域，最远可以到达西北太平洋沿岸。例如，PacifiCorp，这是一家在西部六个州（加利福尼亚、爱达荷、俄勒冈、犹他、华盛顿及怀俄明）运营的公用事业公司，在怀俄明州有九座风场，还购买州内他人所有的六个额外风场的发电<sup>4</sup>。PacifiCorp 的主要客户都位于西海岸，这里有非常积极的可再生能源配额标准政策。PacifiCorp 将风电输往不同的地点来满足各州的可再生能源配额标准要求，同时它的运行必须符合地理化采购规定。

#### 3.3.2 在多州区域输电组织内直接采购

在美国，在一个大型含有多个州的区域输电组织内跨州际出售风电也很常见。例如，在美国东部的宾夕法尼亚、新泽西和马里兰三州互联系统 (PJM) 区域输电组织内，很多州都有可再生能源配额标准要求，可再生能源的目标占比非常可观，必须达到 20% 或更高。该区域还有几个人口密度很高、城市走廊和总体上缺少有成本效益的风能资源的州。因此，在大型区域输电组织内进行跨州可再生能源采购十分普遍，跨州调配和使用成本最低的常

---

<sup>4</sup> 例如，请参见

[http://www.pacifiCorp.com/content/dam/pacifiCorp/doc/Efficiency\\_Environment/Wind\\_Projects\\_Map.pdf](http://www.pacifiCorp.com/content/dam/pacifiCorp/doc/Efficiency_Environment/Wind_Projects_Map.pdf) 了解 PacifiCorp 的风力资源分布图，于 2016 年 10 月 3 日访问。

规发电方式也很普遍。PJM 的风能装机容量集中在少数几个州内，包括伊利诺伊州（3800 MW）、临近的印第安纳州（1900 MW）和宾夕法尼亚州（超过 1300 MW）<sup>5</sup>。

PJM 中的很多州都规定可再生能源必须输送给 PJM 来满足可再生能源配额标准的要求。此外，可再生能源证书 (REC) 交易在区域输电组织中也很常见，这样负荷服务企业可以从此区域内合格的可再生能源设施采购可再生能源证书。总而言之，有关向区域输电组织输送可再生能源和允许使用可再生能源证书满足合规义务的规定，将区内的新建输电投资需求降到了最低。

### 3.3.3 高压直流“超级高速公路”

美国私人输电开发商提议修建新的高速直流 (HVDC) 输电线路，使风电跨越多个州，输送到主要负荷中心。此类提议的输电线路与中国的长距离特高压直流输电线路类似，区别在于它们将主要用于大规模风力发电。大多数这些项目在风能利用率非常高的区域内规划一个高压直流终端，在主要负荷中心或附近近设另一个终端。拟议项目有将风能从怀俄明州输送到加利福尼亚州、将德克萨斯州的风能输送到田纳西州和东南区域，以及将新墨西哥州的风能输送到加利福尼亚州。

与前文第 3.3.1 节讨论到的高压交流网络过网模式不同，高压直流输电线路并不与任何直流终端之间的中间网络相连。这样做需要在每个互联点设置一个直流转交流变电站，而如果中间网络未连接大容量市场，这会使整个项目极为昂贵。因此，高压直流输电线路的首要考虑因素就是沿途是否有足够大的市场，是否能提供显著的潜在销售收入。

线路起点处的风能资源通常具有 45% 至 50%<sup>6</sup> 的潜在利用率 (NREL 2010)。除了每兆瓦能发装机容量的更多电力之外，边远地区风能项目的建设成本也相对更低 (ATB 2016)。偏远地区的土地和人工费用都相对较低，更高的风速意味着风塔不必修造的很高。

从经济角度讲，对于高压直流“高速公路”的评估取决于输电成本与高质量边远风力资源和可连通现有输电网络的低质量风力资源之差进行对比。从数学角度看，

$$\frac{K_{remote\ wind} + K_{HVDC}}{MWh_{remote\ wind}} < ? > \frac{K_{close\ wind}}{MWh_{close\ wind}}$$

$K$  是边远风能、临近风能或 HVDC 输电的年度项目成本， $MWh$  是从年度项目成本可以获得的年度电力输出。 $K_{HVDC}$  可以提高边远风能的年度成本，但是值更高的  $MWh_{remote\ wind}$  可降低每 MWh 发电成本。

近期对于从怀俄明州到加利福尼亚州的高压直流输电线路分析指出，怀俄明州风力资源年度成本加上新的高压直流输电线路，可能比在加利福尼亚州周边寻找等量的新的可再生资

<sup>5</sup> 请参阅美国风能协会的风能数据库：<http://www.awea.org/Resources/Content.aspx?ItemNumber=5059>。

<sup>6</sup> 这意味着，一兆瓦容量所发出的电力可能高达每年 3900 MWh 到 4400 MWh。

源的成本要低。如果考虑到从怀俄明州输入风电，那么加利福尼亚州就不需要建设将州内可再生资源连通到加利福尼亚州电网的输电线路，这个差距可能更大 (Corbus et al. 2014)。

高压直流高速公路存在的审批障碍包括对于沿路各州没有电力交易，因此对这些州而言缺少直接效益，此外还有政策对于本地资源的倾向性，即便本地资源的成本更高。

### 3.4 地方保护主义问题

地方保护主义是在设计可再生能源地理性采购政策时最需要担心的问题。各州都有接到过法律诉讼，起诉在州内采购要求上受到了不正当的区别待遇，或是政策更鼓励使用州内可再生能源发电（例如与其它发电方式相比，为州内的可再生资源发电提供多倍的信用额度）。一些州已经逐渐根据这些考虑修改了可再生资源配额标准政策的地理性采购要求。

在美国，州际业务受到美国宪法的商务条款约束，此条款授权国会对跨州业务进行调控。此商务条款还禁止各州参与经济保护主义，以及禁止在跨州业务中设置不公平的限制。它确保了各州不会制定保护本州利益，为州外的竞争对手带来不正当妨碍的政策 (Elefant and Holt 2011)。

各州都使用了各种不同的方法来鼓励本地发电；其中一些看上去在商务条款下更容易受到起诉。例如，一些可再生能源配额标准法律规定，合资格项目必须具备向州内客户输送电力的能力。这些输送要求，特别是区域性要求，与州内或基于位置的要求相比，更容易受到法律起诉 (Elefant and Holt 2011) 此外，鼓励分布式发电的政策条款如果是中性条款，例如基于互联要求，而不是要求州内安装，可能会更有说服力，而且最终可能会产生相同的结果 (Elefant and Holt 2011)。在某些案件中，可再生能源配额标准鼓励州内采购政策已经受到了起诉，经不起推敲，除非这些州能够证明此类规定法律上可接受的目标。例如，法律上可接受的目标可能包括环保、电力可靠性、能源储备、安全性或资源多样性，可权衡这些对于商业的影响 (Elefant and Holt 2011)。

## 4 总结

美国针对跨州输电规划、电力交易调配和定价有多种模式，因区域而异。这些在某种程度上都依赖于以价格为基础的经济调配来安排发电，而输电规划则关注升级基础设施，以实现效率最佳的发电调配。可再生能源（特别是大规模风电）的增长已经在这些现有的不同方式中取得进展。

区域输电组织代表跨州市场的最恰当调控方式，更容易获得最大的运营经济效益。在美国，这些整合市场通常跨越了州界，因此，区域输电组织的州内负荷和州外负荷之间并无区别。这可以分享基础设施和运营中节省下来的效益。机组组合和调度提前一天完成。调配基于经济选择，日前调度市场每小时一次，在实时平衡市场每五分钟一次。这种方式实现了满足可靠性标准，同时以最低成本满足服务需求的目标<sup>7</sup>。随着风能和太阳能电力成本的下降，由区域输电组织进行的经济调配可以为输电升级提供更加清晰的价格信号，减少弃电。

---

<sup>7</sup> 受到不同的输电和运营限制。

因为整个区域输电组织是作为一个单独市场运作的，买家通常可以在直接采购电力时，从诸多发电中进行选择。

另一方面，作为经济独立平衡区经营的州际输电，这与中国正在推广的跨省直接交易类似。此类市场增长缓慢，发电交易通过双边协商来实现。尽管计划和调配不及区域输电组织那样完善，但个别买家仍然可寻求以最低价格采购。对于可再生能源，这通常意味着将能源从自然资源富集的州（例如风能、太阳能或水力）通过输电网络输送到到负荷更大的另一个州。这些点对点的传输与平衡区的网络负荷单独计费，尽管在同一个物理输电系统上发生。这种区间方式需要更多行政监督，但是从经济角度讲可能不那么高效，可能导致终端用户的成本更高。

在两种情况下，输电服务的费用与电力及堵塞成本是单独计价的。输电成本极少或从未进行协商。另一方面，竞争主要发生在能源成本上，包括通过更改机组调配而产生的堵塞管理费用。一旦基于能源成本确定了购买和调配，输电费用将依据之前披露的输电上网电价自动加到输电费用中。

中美两国在对跨省和跨州际的可再生能源输电网络规划方面都遇到了类似的问题。这些共有问题包括如何在本地能源开发与向客户提供更低的价格之间找到平衡；如何为现有的不同资源类型分配输电容量；以及如何收回输电投资的成本。在美国，转变的趋势是在联邦和州立的法规指导下基于市场机制运行。这些市场机制关注能源竞价，而不是输电竞价。如果中国考虑走类似的道路，可深入调研以下选择的的价值：在电力系统的规划和运营中广泛采用经济决策；在规划上和运营上更加重视区域协调，这可能涉及到让现有的电网公司适当扮演一部分区域输电组织的角色，例如运营输电系统、主导电力市场、进行安全约束机组组合/安全约束经济调度和维持平衡。

## 附录：对中西部独立系统运营商的区域输电组织案例研究

中西部独立系统运营商 (MISO) 是一个区域输电组织，业务覆盖美国中部的大部分区域，这里有美国最好的风电资源。图 2 中的地图显示了中西部独立系统运营商的服务区域，以及美国现有的风电开发。中西部独立系统运营商的风电开发主要集中在五个州（爱荷华、明尼苏达、伊利诺伊、北达科他和密歇根），而输电网络则遍及部分或全部 15 个州。

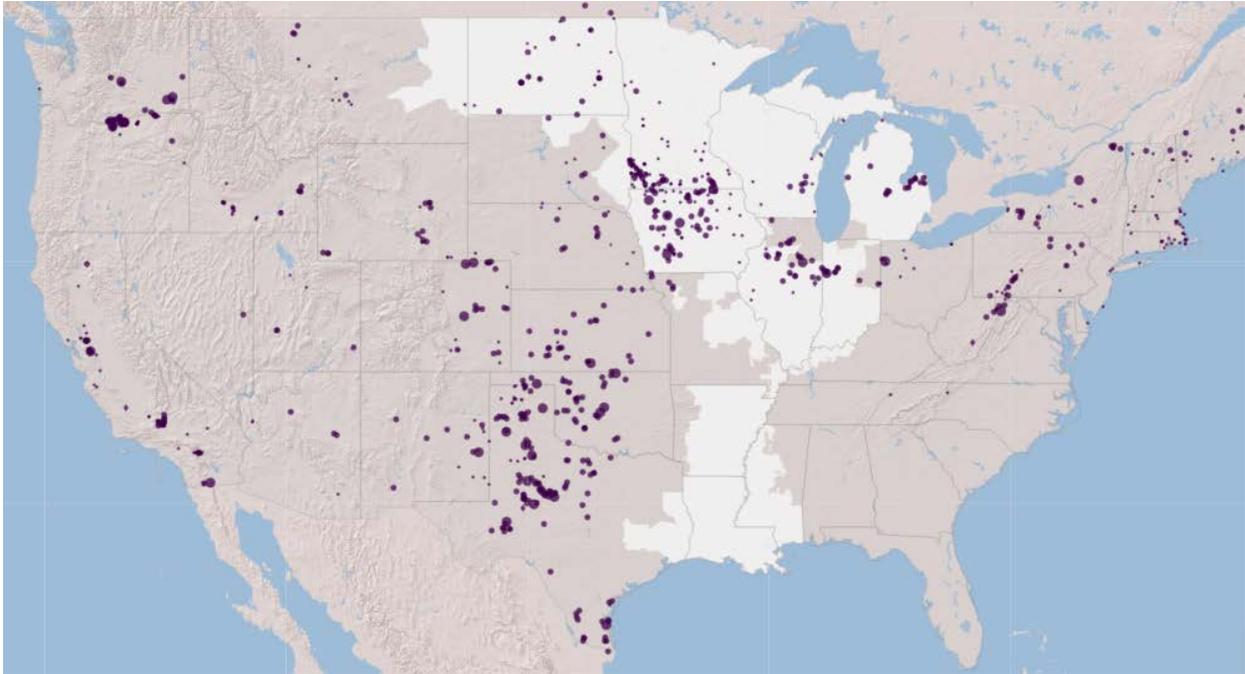


图 2 中西部独立系统运营商（非阴影区域）和美国风电开发

来源：SNL Energy、ESRI

作为一家区域输电组织，中西部独立系统运营商提前整合了资源计划，在平衡监管区域内保持负载交易发电平衡，支持实时互连频率。这意味着必须在输电系统中保持能源的供给和需求的实时平衡。

平衡考虑的不仅是中西部独立系统运营商范围内的发电和负载，还要考虑中西部独立系统运营商和其他相邻区域输电组织之间的电力交易，例如 PJM 和其他相邻的非区域输电组织，如田纳西河谷管理局和美国南方电力公司 (SOCO)。在本节中，我们将介绍中西部独立系统运营商的日前输电调度流程和实时操作时间表，包括区域输电组织之间和之内的输电。其他区域输电组织的输电调度流程可能会略有不同，例如新英格兰 ISO 和 PJM。

输电调度是跨越传输线路把电能从一处输送到另一处的计划。输电调度通常从一个电子标签生成，这是由市场参与者创建，然后提交给中西部独立系统运营商的唯一识别标签。图 3 显示了一个高级别输电调度流程。市场参与者可以在输电线路预约输电服务，以便按照他们的计划表供电。创建电子标签是为了对计划的供电进行全程跟踪。物理调度系统

(PSS) 接收所有带标记的交易，并批准有效交易。经过批准的交易被发送到调度引擎，在市场中生成实际的调度指令。

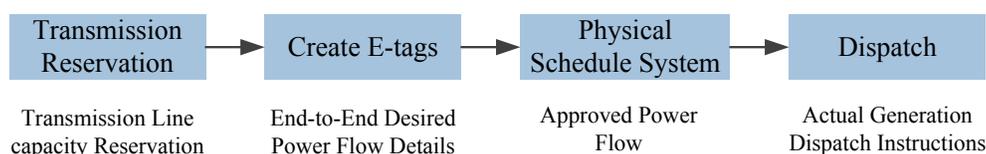


图 3：输电调度流程

在中西部独立系统运营商中，双边交易就是在供应商和消费者之间，针对电力传输和财务责任而签署的合同。双边交易有两种形式：(1) 财务计划，在市场范围内或之间转移经济责任；(2) 交易计划，在中西部独立系统运营商市场输入和输出物理能源，或在此市场内或透过此市场输送物理能源。交易过程的描述如下。

交易计划是由一个买卖实体通过一个电子标签提交的，代表在指定位置的回收或注入。所有交易计划都指定了 (MISO 2015) 以下内容：

- 接收点 (POR)
- 交付点 (POD)
- 源点
- 汇聚点
- 兆瓦 (MW) 数量
- 适用时间段
- 可以用于各种交易类型的开放实时信息系统产品的交易类型和能源类型
- 发给调度引擎进行市场计算的市场交易和接口节点
- 发给市场结算进行结算计算的接口节点或节点

图 4 显示了是四种不同类型的交易计划 [MISO 2011]：

1. “输入”计划，源点位于中西部独立系统运营商市场范围以外，汇聚点位于范围以内
2. “输出”计划，汇聚点位于中西部独立系统运营商市场范围以外，且源点位于范围以内
3. “通过”计划，源点和汇聚点都在中西部独立系统运营商市场范围以外
4. “内部”计划（用于祖父协议）<sup>8</sup>，源点和汇聚点都在中西部独立系统运营商市场范围以内。

<sup>8</sup> “内部”计划作为交易计划列出，这是因为联邦能源管理委员会规定特定祖父交易应从中西部独立系统运营商的市场中分离出来。这些交易都必须贴上标签交给中西部独立系统运营商（发电控制区域 (GCA) 和/或

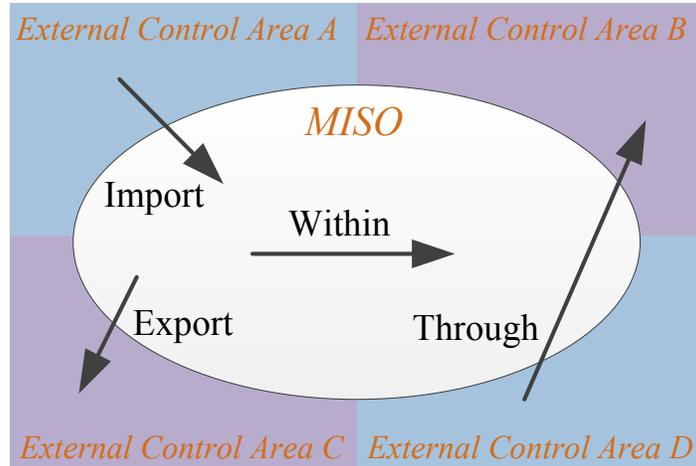


图 4：中西部独立系统运营商的不同交易计划类型

## 输电调度如何应对可再生能源

风能是中西部独立系统运营商最丰富的清洁能源燃料来源。中西部独立系统运营商运营范围还包括生物质发电（使用动物粪便或植物物质发电）的水电。中西部独立系统运营商与股东一起通过提供公平合理的解决方案，涉足可再生能源丰富的地区，为每个人创造从清洁能源资源利用中受益的机会。

中西部独立系统运营商的输电调度流程被广泛用于各种类型的发电资源，包括可再生能源资源。一旦物理调度得到批准（参见图 2），可再生能源资源将与中西部独立系统运营商市场范围内的其它所有发电能源一起进行分配。请注意，中西部独立系统运营商对于可再生能源资源没有特殊的输电调度规定，因为所有资源都应遵守同样的规定。中西部独立系统运营商的大多数风电资源被登记为可调度间歇性资源 (DIR)，只有一小部分被记录为不可调度间歇性资源。可再生能源资源有资格提供电力，但是不能操纵储备量（包括调控、旋转或过量储备）。在日前市场中，可供调度间歇性资源展示出了与传统发电机组相同的市场行为。所有发电机组，包括可调度间歇性资源，都应满足日前市场中的参数，包括能源报价 (\$/MW)、爬坡率 (MW/min)、提交状态和成本及最小和最大限制 (MW)。在实时市场中，可调度间歇性资源使用 5 分钟电力预测作为最大发电限制，不同于传统的发电机组有每小时提交的限制。确定各种可调度间歇性资源的最大限度和每个实时间隔区间的详细规则如下：

- 如果市场参与者在此间隔提交风电功率预测，则能量输出的最大极限等于参与者提交的预测功率。

负荷控制区域 (LCA) 的平衡监管区)，中西部独立系统运营商提供祖父交易服务预订。内部计划必须伴随根据祖父协议或中西部独立系统运营商网络服务的条款提供的传输服务，或可能伴随点到点传输服务的确认预订。

- 如果市场参与者没有提交风电功率预测，中西部独立系统运营商提供了预测，那么中西部独立系统运营商提供的预测将被用作最大限制。<sup>9</sup>
- 如果市场参与者和中西部独立系统运营商都没有提供预测，那么将使用州估计值。

传统发电、非可调度间歇性可再生能源和可调度间歇性可再生能源之间的实时市场参数详细对比请参见表 4（2011 年中西部独立系统运营商研讨会）。

表 4：实时市场资源对比

市场运营参数	传统发电	非可调度间歇性可再生能源	可调度间歇性可再生能源
报价	能源和运行储备报价	没有报价	仅能源报价
爬坡率	爬坡率	无爬坡率	爬坡率
限制	每小时最大和最小限制	无限制（使用州预测数据）	每小时最小限制 5 分钟预测最大限制
边际化	可边际化	不可边际化	可边际化
可调配性	可以	不可以（只限手动）	可以

## 中西部独立系统运营商的输电定价与成本回收

在一个像中西部独立系统运营商这样具有多个平衡区的区域输电组织中，有两种不同的结算流程 (MISO 2016)<sup>10</sup>：

- 市场结算 – 市场结算的流程从财务角度结算区域输电组织所管理的交易系统中，市场参与者之间的 *竞争性* 交易行为。所有能源调度以市场结算方式收费和支付。
- 传输结算 – 传输结算流程从财务上结算传输客户按月使用中西部独立系统运营商的传输系统及经授权的 *非竞争性* 辅助服务。向客户收取传输和辅助服务的费用，然后分发给输电商和委托辅助服务的提供商。

市场结算过程将决定系统各个节点的日前（以小时计算）和实时（以 5 分钟计算）节点边际电价。节点边际电价在决定区域输电组织内不同区域位置的电价时，考虑了传输系统实际工作状况所受到的影响。传输结算流程决定以日历月计算向客户收取的传输费用，以及分配给传输商或发电商的收入。区域输电组织内部点对点传输服务费的计算方法如下 (MISO 2016)：

$$Charge_{PTP} = RC_{PTP} \times ER_{SI} \times Increment$$

<sup>9</sup> 中西部独立系统运营商在自己的市场范围内，为每个特定风场提供以 5 分钟为间隔的详细风能功率预测（数据来源于供应商）。如果市场参与者提交了他们自己的预测数据，就不会使用中西部独立系统运营商的数据。如果市场参与者未提交他们自己的预测数据（这种情况经常发生），就使用中西部独立系统运营商的数据。

<sup>10</sup> 请注意，本节内容是从中西部独立系统运营商总结出来的。其它区域输电组织的规章制度可能有些许不同。

$Charge_{PTP}$  是以美元 (\$) 收取的点对点传输服务费用。 $RC_{PTP}$  是以兆瓦计算的每个环节的点对点备用容量。 $ER_{SI}$  是包括在开放实时信息系统预订资料部分中以美元/兆瓦计算的高效分区费率。这根据中西部独立系统运营商上网电价的一些规则计算, 经联邦能源管理委员会批准。 $Increment$  是基于适当产品类型以计费周期按比例计算的预订时长。例如, 如果每周预订两周,  $ER_{SI}$  则为每周费率, 增量为 2。

## 从中西部独立系统运营商到其他区域输电组织或平衡监管的电流传输

如图 4 所示, 区域输电组织内以及组织间有三种类型的交易计划: 输入计划、输出计划和通过计划。市场参与者可以从几种类型的计划中选择 (MISO 2015), 包括以下章节中描述的类型。

### 固定交易计划

固定交易计划是实物交易, 指的是在外部接口从区域输电组织中输入和输出电力。市场参与者可以使用固定交易计划输入、输出或让电力通过, 以及经营储备市场。向区域输电组织提交此类交易的市场参与者就是能源的“价格接受者”, 这意味着他们愿意接受任何价格, 只要有电力调拨, 他们就愿意采购。所有固定交易计划的能源价格由合适的外部接口物理节点的适用能源与经营储备市场的节点边际电价结算。

### 可调度交易计划

可调度交易计划也是实物交易, 指的是以美元/兆瓦小时为单位的投标或报价。可调度交易计划只以日前能源和经营储备市场为基础, 只适用于输入和输出计划。不适用于通过计划或内部计划。价格是根据合适的外部接口物理节点的日前能源和经营储备市场中决定的。输入计划的每兆瓦时最小可调度价格为 \$0, 最大为 \$1000, 而输出计划的最小价格为 \$0, 最大为 \$9999.99。每个小时只对应一个价格, 不允许分时定价。价格限制由中西部独立系统运营商的股东确定, 可能与其它区域输电组织不同。定价信息必须和多日电子标签保持一致。

### 最高输电使用费 (TUC) 交易计划

最高输电使用费交易计划指的是愿意支付输电使用费 (\$/MWh) 的实物交易, 代表市场参与者同意弃电的最大数量。输电使用费指输电系统在约束条件下运行或者系统损失时, 在既定商业节点中能源成本增高而发生的费用。输电使用费等于汇聚节点和源节点边际电价之间的差额。例如, 选择此交易类型的市场参与者可能表示愿意支付最高 \$15/MWh 的输电使用费。如果汇聚节点和原节点边际电价之间的差额大于 \$15/MWh, 那么该计划将被削减。请注意, 市场参与者可以指定他们愿意支付任意输电使用费 (不超过 \$25/MWh, 由中西部独立系统运营商的上网电价确定)。最高输电使用费交易计划只针对日前市场有效。在日前市场确定的已清数额将进入实时 (RT) 市场。输电使用费是根据汇聚节点和原节点边际电价之间的差额而计算的。

表 5 显示了三种计划的对比。

表 5：三种计划对比

交易计划类型	主要特点	日前或实时市场	结算
固定交易	市场参与者愿意以任何价格计划安排一定的交易量（兆瓦时）（例如价格接受者）	日前和实时市场	类似于“必须运行”的理念；该计划通过合当接口的节点边际电价进行结算。
可调度交易	市场参与者可以提交投标/报价，与其他市场参与者竞争赢得输电计划。	只针对日前市场	此计划的价格由在适当接口的日前节点边际电价确定。
最高输电使用费	如果汇聚节点和源节点之间的价差高于愿意支付的输电使用费，那么计划将被削减。	只针对日前市场	此计划的价格由在适当接口的日前节点边际电价确定。

## 参考文献和其他来源

Bai, Shunmin, Dingyi Liu, Ze Ye, and Fei Wang. 2016. “Inter-Provincial Inter-Regional Direct Trading Reform Discussion.” *China Power Enterprise Management* 1:64–67.

Bonneville Power Administration. 2016. *BPA Facts*. <https://www.bpa.gov/news/pubs/GeneralPublications/gi-BPA-Facts.pdf>.

Caixin Energy. 2016. “Inter-Regional Electricity Trading Exchange Opened, Is It A Curse or A Blessing For Renewable Energy?” Caixin Energy. Accessed August 26, 2016. <http://www.wusuobuneng.com/archives/28978>.

Central China Electricity Regulatory Bureau of National Energy Administration. 2014. *Central China Regional Electricity Trading and Market Monitoring Report*. Wuhan, Hubei: Central China Electricity Regulatory Bureau.

Cheung, Kat. 2011. *Integration of Renewables: Status and Challenges in China*. Paris: International Energy Agency. [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Integration\\_of\\_Renewables.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Integration_of_Renewables.pdf).

China Power. “Ten Year Summary: Power Market Reform: Direct Trading.” Accessed August 19, 2016. <http://www.chinapower.com.cn/information&yjbg/20160106/8378.html>.

CNKI. 2016. *China Electricity Industry and Economy Social Development Statistical Database*.

CPIA (China Photovoltaic Industry Association). 2016. *2015-2016 China Solar PV Industry Annual Report*. Beijing: CPIA.

Cochran, Jaquelin, Mackay Miller, Owen Zinaman, Michael Milligan, Doug Arent, Bryan Palmintier, Mark O’Malley, Simon Mueller, Eamonn Lannoye, Aidan Tuohy, Ben Kujala, Morten Sommer, Hannele Holttinen, Juha Kiviluoma, and S.K. Soonee. 2014. *Flexibility in 21<sup>st</sup> Century Power Systems*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-61721. <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61721.pdf>.

Corbus, D., D. Hurlbut, P. Schwabe, E. Ibanez, M. Milligan, G. Brinkman, A. Paduru, V. Diakov, and M. Hand. 2014. *California-Wyoming Grid Integration Study, Phase 1—Economic Analysis*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-61192. <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61192.pdf>.

CSER (Public Policy Research Institute of China Society of Economic Reform). 2012. *Transaction and Pricing Mechanisms for Cross-Regional (Province) Delivery of Large-Scale Renewables*. Beijing: The Energy Foundation.

CWEA (China Wind Energy Association). 2016. *2015 China Wind Installed Capacity Statistical Brief*. Beijing: CWEA.

Eastern China Grid Company. 2016. *Eastern China Grid Electricity Market Trading Information Report*. Shanghai: Eastern China Grid Company.

Elefant, Carolyn, and Edward A. Holt. 2011. The Commerce Clause and Implications for State Renewable Portfolio Standard Programs, Prepared for the RPS Collaborative under contract with the Clean Energy States Alliance. <http://cesa.org/assets/Uploads/CEG-Commerce-Clause-paper-031111-Final.pdf>.

ERCOT (Electric Reliability Council of Texas). 2016. *ERCOT Nodal Protocols*. Section 6: Adjustment Period and Real-Time Operations. Section 7: Congestion Revenue Rights. <http://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current>.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 2007. *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*. Final Rule (Order 890).

Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization. 2016. “UHV Grid.” Beijing: GEICO. Accessed October 17, 2016. [http://www.geidco.org/html/qnycoen/col2015100800/column\\_2015100800\\_1.html](http://www.geidco.org/html/qnycoen/col2015100800/column_2015100800_1.html).

Holt, Ed 2016. *Potential RPS Markets for Renewable Energy Generators*. Prepared for the RPS Collaborative under contract with the Clean Energy States Alliance. <http://www.cesa.org/assets/2014-Files/Potential-RPS-Markets-Report-Holt-January-2014.pdf>

Hurlbut, David J., Joyce McLaren, and Rachel Gelman. 2013. *Beyond Renewable Portfolio Standards: An Assessment of the Regional Supply and Demand Conditions Affecting the Future of Renewable Energy in the West*. NREL/TP-6A20-57830. <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57830-1.pdf>.

Hurlbut, David, Ella Zhou, Kevin Porter, and Douglas J. Arent. 2015. *Renewables-Friendly’ Grid Development Strategies: Experience in the United States, Potential Lessons for China*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-64940. <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64940.pdf>.

IRENA (International Renewable Energy Agency). 2014. *Renewable Energy Prospects: China*. Abu Dhabi: IRENA. [http://irena.org/remap/IRENA\\_REmap\\_China\\_report\\_2014.pdf](http://irena.org/remap/IRENA_REmap_China_report_2014.pdf).

Kahrl, Fredrich, and Xuan, Wang. 2015. *Integrating Renewables Into Power Systems in China: A Technical Primer: Electricity Planning*. Beijing, China: Regulatory Assistance Project. <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-e3-chinaelectricityplanning-2015-oct.pdf>.

Liu, Jun. 2016. *Production Simulation of Renewable Energy Integration: How to Reduce Curtailment*. Presentation by Jun Liu, State Grid Energy Research Institute, at the National Renewable Energy Laboratory, September 22, 2016.

Milligan, Michael, Bethany Frew, Ella Zhou, and Douglas J. Arent. 2015. *Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-64864. <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64864.pdf>.

MISO (Midcontinent Independent System Operator). 2011. *Dispatchable Intermittent Resource (DIR) Workshop*. April 13, 2011.

<https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Meeting%20Material/Stakeholder/Workshops%20and%20Special%20Meetings/2011/DIR%20Workshops/20110413%20DIR%20Implementation%20Workshop%20Presentation.pdf>.

———. 2011. *Physical Scheduling at MISO Market*. October 2011.

<https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Meeting%20Material/Stakeholder/Training%20Materials/MP%20100/Physical%20Scheduling.pdf>.

———. 2015. *Business Practice Manual: Physical Scheduling*. Effective Date: SEP-01-2015.

———. 2016. *Business Practice Manual: Transmission Settlements*. Effective Date: JAN-01-2016.

MOF (Ministry of Finance of the People’s Republic of China). 2014. “Current Tax Split Financial System Framework.” Beijing: MOF. Accessed October 12, 2016.

[http://www.mof.gov.cn/zhuantihuigu/czjbqk1/jbqk2/201405/t20140504\\_1074657.htm](http://www.mof.gov.cn/zhuantihuigu/czjbqk1/jbqk2/201405/t20140504_1074657.htm).

NDRC (National Development and Reform Commission). 2015. *Notice on Improving Inter-Regional/Provincial Electricity Trading Price-Formation Mechanism and Related Issues*. Beijing: NDRC.

———. 2015. “Several Opinions from CCP State Council on Deepening Power Sector Reform [2015] No. 9.” Beijing: NDRC. [http://tgs.ndrc.gov.cn/zywj/201601/t20160129\\_773852.html](http://tgs.ndrc.gov.cn/zywj/201601/t20160129_773852.html).

———. 2016. “NDRC Reply Regarding Partially Open Up Yindong HVDC Inter-Regional Transmission Scheduling.” Beijing: NDRC.

[http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201603/t20160309\\_792400.html](http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201603/t20160309_792400.html).

NEA (National Energy Administration). 2010. “Inter-Provincial and Inter-Regional Power Trading and Market Monitoring Study.” Accessed August 19, 2016.

<http://henb.nea.gov.cn/html/2010/1529.htm>

———. 2014. “Monitoring Report of the Electricity Trading Order at Central China Post.” Beijing: NEA. <http://news.bjx.com.cn/html/20140627/522537-2.shtml>.

———. 2015a. *2011-2013 National Inter-Regional and Inter-Provincial Transmission Line Loss Information Report*. Beijing: NEA.

———. 2016a. “2015 Solar PV Generation Statistics.” Beijing: NEA.

[http://www.nea.gov.cn/2016-02/05/c\\_135076636.htm](http://www.nea.gov.cn/2016-02/05/c_135076636.htm).

———. 2016b. “2015 National Electricity Dispatch, Trading, and Market Monitoring Report.”

Beijing: NEA. [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201606/t20160614\\_2265.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201606/t20160614_2265.htm).

———. 2016c. “2016 Wind Industry Development.” Beijing: NEA.

[http://www.nea.gov.cn/2016-02/02/c\\_135066586.htm](http://www.nea.gov.cn/2016-02/02/c_135066586.htm).

———. 2016d. “NEA Notice on Promulgating Electric Power Planning Management Measures.” Beijing: NEA. [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto84/201606/t20160606\\_2258.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto84/201606/t20160606_2258.htm).

———. 2016e. “Jinsu HVDC and Eight Typical Grid Projects Investment Performance Monitoring Report.” Beijing: NEA. [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201608/t20160801\\_2281.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201608/t20160801_2281.htm).

———. 2016f. “2015 National Electricity Price Information Monitoring Report.” Beijing: NEA. [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201611/t20161101\\_2312.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201611/t20161101_2312.htm).

NEA, and Ministry of Industry and Information Technology (MIIT). 2013. “Notice on Standardizing the Direct Trading between Electricity Consumers and Generation Companies.” Beijing: NEA and MIIT. [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201310/t20131030\\_1716.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201310/t20131030_1716.htm).

NERC (North American Electricity Reliability Corporation). 2016. *Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards*. [http://www.nerc.com/pa/stand/glossary%20of%20terms/glossary\\_of\\_terms.pdf](http://www.nerc.com/pa/stand/glossary%20of%20terms/glossary_of_terms.pdf).

Ni, Ming, and Zhixin Yang. 2012. “By Leaps and Bounds: Lessons Learned from Renewable Energy Growth in China.” *IEEE Power & Energy Magazine* (March/April 2012):37–43. <http://magazine.ieee-pes.org/files/2012/02/10mpe02-ni-2178294-x.pdf>.

NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2016. *Annual Technology Baseline and Standard Scenarios*. Spreadsheet and presentation. [http://www.nrel.gov/analysis/data\\_tech\\_baseline.html](http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html).

NREL, AWS Truepower. 2010. “Utility-Scale Land-Based 80-Meter Wind Maps.” [http://apps2.eere.energy.gov/wind/windexchange/wind\\_maps.asp](http://apps2.eere.energy.gov/wind/windexchange/wind_maps.asp).

PJM. 2010. *Open Access Transmission Tariff*. FERC Docket No. ER10-2710-000. <http://www.pjm.com/media/documents/merged-tariffs/oatt.pdf>.

———. 2016. “Financial Transmission Rights FAQs.” <http://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/ptr-faqs.aspx>.

RAP (Regulatory Assistance Project). 2016. *China On-Grid Tariff Mechanism Reform Research*. Beijing: RAP. <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/generationdispatchcompensationreform-cn-2016-mar.pdf>.

SGCC (State Grid Corporation of China). 2016a. *State Grid Corporation of China 2015 Annual Electric Power Market Trading Information Report*. Beijing: SGCC.

———. 2016b. *State Grid Corporation of China Promoting New Energy Development White Paper (2016)*. Beijing: SGCC. [http://www.cma.gov.cn/2011xwzx/2011xmtjj/201603/t20160313\\_306329.html](http://www.cma.gov.cn/2011xwzx/2011xmtjj/201603/t20160313_306329.html).

SERC (State Electricity Regulatory Commission). 2011. *2010 National Electricity Trading and Market Monitoring Report*. Beijing: SERC.

———. 2005. *Order of the State Electricity Regulatory Commission (No. 14) Provisions on the Information Disclosure of Electric Power Enterprises*. Beijing: SERC.

South China Morning Post. 2016. “China Completes First Cross-Provincial Electricity Direct Trading, Price Drop by about 10%.” August 29.

State Council. 2013. “State Council Decision on Cancelling and Delegating the Administrative Approval of Projects and Other Matters.” Beijing: State Council of People’s Republic of China. [http://www.gov.cn/zwggk/2013-05/15/content\\_2403676.htm](http://www.gov.cn/zwggk/2013-05/15/content_2403676.htm).

*TETCO v. FERC* (Texas Eastern Transmission Corporation v. Federal Energy Regulatory Commission). 1996. United States Court of Appeals, Fifth Circuit. Dec. 30.

Wang, Xuhui. 2016. “Consensus Reached that Wind Project Establishment Should Be Aligned with Grid Planning.” *China Energy*. Accessed September 30, 2016. [http://www.cnenergy.org/dl/dw/201603/t20160329\\_276363.html](http://www.cnenergy.org/dl/dw/201603/t20160329_276363.html).

Wen, Huawei. 2016. “Northwest Power Market Knocking on Doors.” *Southern Power Observer*. July 20, 2016. <http://chuansong.me/n/449085941435>.

Wiser, Ryan, and Galen Barbose. 2008. *Renewable Portfolio Standards in the United States: A Status Report with Data through 2007*. Lawrence Berkeley National Laboratory. LBNL-154E. <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/REPORT%20lbl-154e-revised.pdf>

Yang, Yang. 2016. “Four Regional Grid Companies Have Been Deregistered, Used to Be Products of 2002 Power Sector Reform.” *The Paper*. Accessed August 30, 2016. [http://www.thepaper.cn/newsDetail\\_forward\\_1502725](http://www.thepaper.cn/newsDetail_forward_1502725).