

能源基金会资助课题
Funded by Energy Foundation China



分布式发电

发展模式和经营管理方式研究

Distributed Power Generation

A Study on Development Modes and Operation

Management Methods

国家发改委能源研究所

2013年9月

项目信息

项目编号: G- 1205-16206

Grant Number: G- 1205-16206

项目期 2012 年 5 月 31 日-2013 年 6 月 01 日

Grant period: 2012/5/31-2013/06/01

所属领域: 可再生能源

Sector Renewable Energy

项目概述: 分布式发电发展模式和经营管理方式研究

Project Description: Research on Development Models and Management/Operation
Methods for Distributed Power Generation

项目成员: 任东明 高 虎 胡润青 李琼慧

王斯成 秦世平 赵勇强 孙培军

朱顺泉 黄碧斌 谢旭轩 刘 坚

张成强 窦克军

Project team: Ren Dongming Gao Hu Runqing Li Qionghui
Wang Sicheng Qin Shiping Zhao Yongqiang Sunpeijun
Zhu Shunquan Huang Bibin Xie Xuxuan Liu Jian
Zhang Chengqiang Dou Kejun

关键词: 可再生能源 分布式 激励政策, 发展模式

Key Word: Renewable energy, PV, incentive policy, development model

目 录

1	分布式能源技术概况	1
1.1	分布式能源定义	1
1.2	本研究技术范围界定	3
2	国外分布式发电管理模式	4
2.1	德国	4
2.1.1	发展现状概述	4
2.1.2	经济激励政策	6
2.1.3	并网管理模式	9
2.1.4	项目管理模式	15
2.2	美国	17
2.2.1	发展现状概述	17
2.2.2	经济激励政策	19
2.2.3	并网管理模式	24
2.2.4	项目管理模式	32
2.3	日本	35
2.3.1	发展情况	35
2.3.2	激励政策	38
2.3.3	并网管理模式	39
3	我国分布式发电发展现状和发展潜力	42
3.1	发展现状	42
3.1.1	分布式风电	42
3.1.2	光伏发电	44
3.1.3	分布式水电	46
3.1.4	分布式生物质	47

3.2 发展潜力	48
3.2.1 分布式风电	48
3.2.2 分布式光伏	49
3.2.3 分布式水电	51
3.2.4 生物质分布式发电	53
3.2.4 分布式发电小计	54
3.3 分布式能源的战略意义	56
4 分布式可再生能源发电的项目管理制度研究	59
4.1 重点项目管理制度案例	59
4.2 项目前期管理程序	66
4.2.1 当前我国投资项目管理体制简述	66
4.2.2 现行分布式能源发电项目管理体制	68
4.2.3 风电场、光伏电站现行项目前期管理程序	70
4.2.4 小结	71
4.3 项目建设管理程序	73
4.4 现有的并网管理制度	74
4.5 项目运行管理程序	77
4.5.1 项目信息管理制度	77
4.5.2 可再生能源发电补贴的管理制度	81
5 分布式可再生能源的经营模式研究	86
5.1 电价补贴模式	86
5.1.1 固定上网电价、统购统销模式	86
5.1.2 固定上网电价、浮动补贴电价模式	89
5.1.3 固定补贴电价模式	92
5.2 项目开发经营模式	93
5.2.1 自开发模式	94
5.2.2 第三方投资者模式	94
5.2.3 发电商与电力用户合作开发模式	95
5.3 项目并网模式	96
6 分布式发电的并网管理问题研究	98

6.1 分布式发电系统的并网技术特点	98
6.1.1 光伏发电	98
6.1.2 分布式风电	99
6.1.3 生物质发电	101
6.2 分布式发电系统对电网的影响和要求	103
6.2.1 对电网的影响	103
6.2.2 对电网的要求	109
6.3 分布式发电并网技术要求	112
6.3.1 并网技术类型	112
6.3.2 电能质量	113
6.3.3 功率控制和电压调节	113
6.3.4 运行适应性要求	114
6.3.5 继电保护与安全自动装置	116
6.3.6 通信与信息	116
6.3.7 并网检测	117
6.4 并网管理制度的设计思路和基本原则	117
6.5 分布式发电并网服务和管理意见	119
7 分布式发展模式及经营管理的政策建议	122
7.1 简化项目管理程序，下发项目审批权限	122
7.2 激励政策的设计应有利于项目的经营管理	123
7.3 完善分布式发电并网管理	124

1 分布式能源技术概况

1.1 分布式能源定义

由于分布式能源涵盖技术范围广，规模跨度大，系统组合多样，一直以来对分布式能源的定义仁者见智，没有统一标准。为了清楚界定本研究范围，本报告首先归纳国际和我国对分布式能源的定义。

世界分布式能源联盟定义：分布式能源是分布在用户端的独立的各种产品和技术，包括：1、高效热电联产系统，功率在 3kW-400MW，如燃气轮机、蒸汽轮机、往复式内燃机、燃料电池、微型燃气轮机、斯特林发动机等；2、分布式可再生能源技术，包括光伏发电系统、小水电和现场生物质能发电、风力发电等。

美国能源部定义：分布式能源（也叫分布式发电、分布式能量或分布式动力系统）可在以下几个方面区别于集中式能源。首先，分布式能源是小型的、模块化的，规模大致在 kW 至 MW 级；其次，分布式能源包含一系列供需双侧技术，而不仅是发电侧技术；第三，位于用户现场或附近。技术范围包括：光电系统、燃料电池、燃气内燃机、高性能燃气轮机和微燃机、热力驱动的制冷系统、除湿装置、风力透平、需求侧管理装置、太阳能收集装置和地热能量转换系统等。

可见国际上对分布式能源的概念并非给出明确的定义，而是描述其特征，罗列相关的技术，不追求其严格广义的定义，强调分布式是区别于集中式供能的一种能源利用形式，而非某种特定技术。

国家发展改革委能源局 2004 年起草的《关于分布式能源系统有关问题的报告》中定义：分布式能源是近年来兴起的利用小型设备向用

户提供能源供应的新的能源利用方式。与传统的集中式能源系统相比，分布式能源接近负荷，不需要建设大电网进行远距离高压或超高压输电，可大大减少线损，节约输配电建设投资和运行费用；由于兼具发电、供热等多种能源服务功能，分布式能源可以有效地实现能源的梯级利用相对独立，系统的可靠性和安全性较高。分布式能源多采用天然气、可再生能源等清洁能源为燃料，较之传统的集中式能源系统更加环保。热电联产是当前典型的分布式能源利用方式，在发达国家已经得到广泛推广利用。

国家能源局 2011 年发布的《分布式发电管理办法征求意见稿》将分布式发电定义为：位于用户所在地附近，不以大规模远距离输送电力为目的，所生产的电力除由用户自用和就近利用外，多余电力送入当地配电网的发电设施、发电系统或有电力输出的能力综合梯级利用多联供系统。分布式发电技术范围：总装机容量 5 万千瓦及以下的小水电站；接入电网电压一般在 35 千伏（东北地区为 66 千伏）及以下的风能、太阳能和其他可再生能源发电；除煤炭直接燃烧以外的各种废弃物发电、多种能源互补发电、资源综合利用发电；规模较小、分散型的天然气热电联供、冷热电联供等。

而最近国家电网发布的《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见》中明确了分布式光伏发电的支持范围：指位于用户附近，所发电能就地利用，以 10 千伏及以下电压等级接入电网，且单个并网点总装机容量不超过 6 兆瓦的光伏发电项目。以 10 千伏以上电压等级接入、或以 10 千伏电压等级接入但需升压送出的光伏发电项目，执行国家电网公司常规电源相关管理规定。

我国目前分布式能源的应用范围满足以下三个特征：第一，独立运行，不与传输性功能较高等级电网直接连接，对大电网调度影响较

小。小水电和天然气发电，或相关热电联产机组接入 35 千伏及以下电网；其他可再生能源发电或相关热电联产机组接入 10 千伏及以下电网。第二，规模较小。小水电和天然气发电规模在 5 万千瓦以下，其他可再生能源发电规模在 10 兆瓦以下（光伏发电在 6 兆瓦以下）。第三，目前国内较为成熟具有市场投资价值的技术包括天然气发电及冷热联供、光伏发电、小水电、小型风电、太阳能热利用、地热能供暖、生物质能热电联产等。

1.2 本研究技术范围界定

因此，本文集中讨论我国主要的分布式可再生能源发电利用：分布式太阳能光伏发电、分布式风电、生物质能发电、小水电等技术。

2 国外分布式发电管理模式

2.1 德国

2.1.1 发展现状概述

德国是全球可再生能源发展领先的国家之一，其 97%的可再生能源发电接入配电网，以分布式方式利用。同时，分布式能源利用总量中，可再生能源占一半以上，因此在德国分布式和可再生能源是两个紧密联系的概念。截至 2011 年底，德国终端电力消费总量 600TWh，其中，可再生能源电力供应比例占 20%，风电装机 2900 万千瓦，电力供应占 8%，太阳能光伏发电装机 2480 万千瓦，电力供应占 3%，生物质能发电 43.15TWh，电力供应占近 5%。

德国的电力结构一大特点是以分布式电网为基础大力发展可再生能源。如图 1 所示，2011 年德国总装机容量约 160GW，其中燃煤发电、核电主要以集中式供电模式为主，燃气发电中分布式供电超过集中式规模，可再生能源则以分布式为主，在电力结构中以达到 25.1%。分布式发电利用总规模 82.9GW，已超过集中利用模式的 77.6GW。

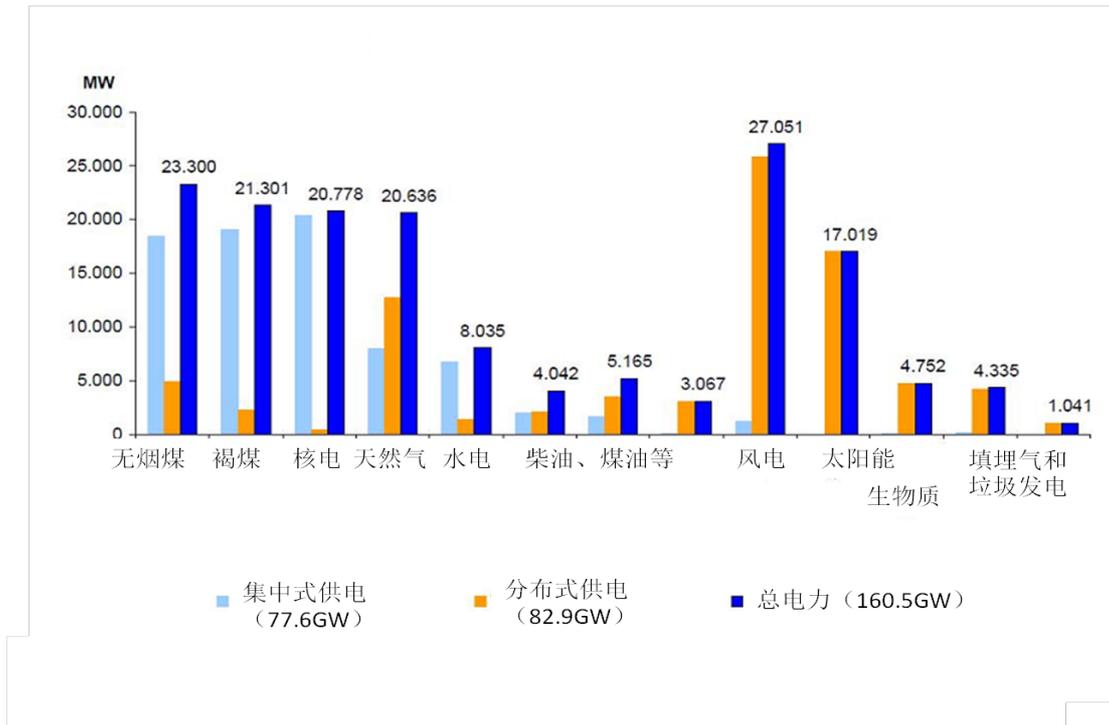


图 2-1 德国电力装机

德国太阳能光伏发电处于世界领先地位，主要发展形式为屋顶光伏发电系统，约占 85%，集中式光伏系统约占 15%。2010 年德国太阳能光伏累计安装量达到 1737 万千瓦，占世界太阳能光伏累积安装量的 43%，当年新增装机 741 万千瓦，占世界当年新增装机的 44.5%。风电项目主要以 20MW 以下的中小型风场为主，20MW 以上项目只占全部风电项目装机的 12%。另外，还有 300 多个 1 万千瓦以下的沼气和生物质能发电站。从可再生能源比例来看，风电、生物质能利用、光伏发电、水电和垃圾等其他发电形式分别占到 37%，29%，15%，14%和 5%。

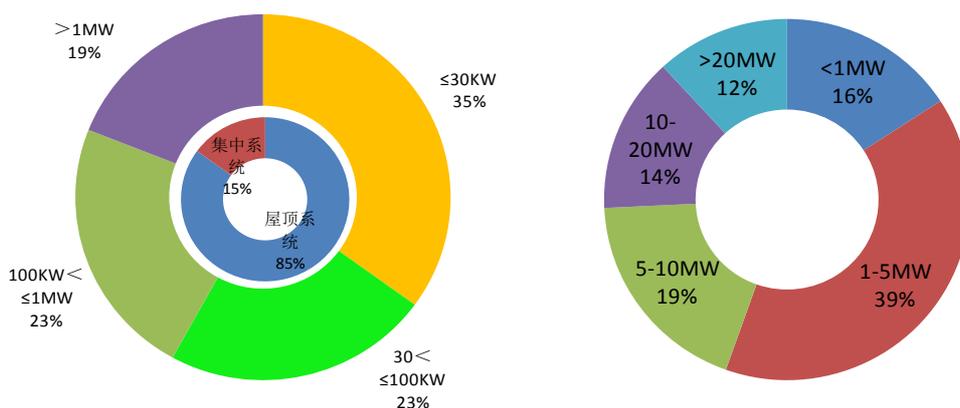


图 2-2 光伏（左图）和风电（右图）按规模所占比例

2.1.2 经济激励政策

德国分布式可再生能源得以快速发展归功于两大政策要素：明确的可再生能源发展目标是原始动力，以可再生能源法为基础的价格和补贴政策直接激励了项目投资。

在欧盟气候政策框架下，德国制定了能源转型战略，以可再生能源发展为主要依托，设定了到 2050 年不同阶段发展目标。2010 年 9 月发布《能源方案》中提出到 2050 年完成“能源转型”，实现以可再生能源为主的能源供应系统；2012 年公布“2050 能源战略转型”提出，终端能源消费中可再生能源比重 2020 年、2030 年、2050 年分别达到 18%、30%、60%，可再生能源占电力总消费量的份额分别达到 35%、50%、80%。

为保障可再生能源发展目标，德国 2000 年颁布了《可再生能源法》(EEG)，其原则是确立有保障的长期固定电价机制，并明确规定

本地电网运营商对可再生能源发电的购买义务，确保其优先入网。根据可再生能源产业发展情况，德国分别在 2004 年，2009 年，2012 年通过调整 EEG 中的相关规定及电价水平，来把握可再生能源稳步发展速度。图 2-3 显示了德国可再生能源快速发展与可再生能源立法的关系。

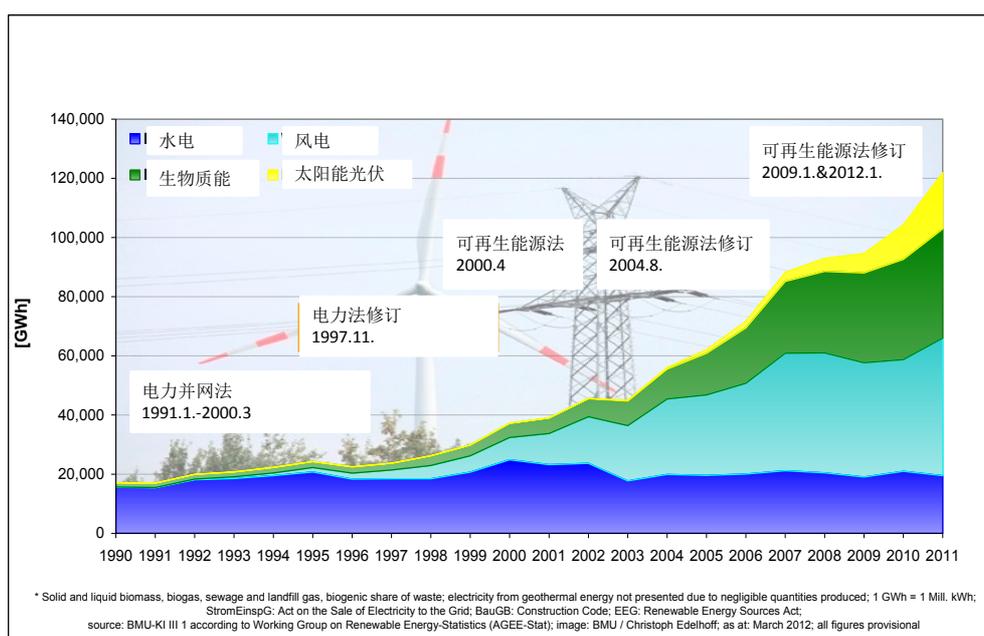


图 2-3 德国可再生能源快速发展与各阶段可再生能源法改革进程

以光伏电价为例，德国太阳能光伏发电电价政策可称为“带浮动机制的固定电价”。其基本原理如通常固定电价政策，通过设定未来一定期限内高于常规能源发电的价格水平，保障投资者明确的收益激励，以促进可再生能源发电快速发展。其特点在于根据类型（地面或屋顶）和规模设定了灵活可调节的电价水平，近年来随着光伏发电快速发展，电价调节频率不断加快，有效的引导光伏发电成本不断下降，

产业按预定的目标快速发展。2009年，德国通过上网电价高低的调整开始加大对用户自发自用的激励，引导用户在建筑屋顶上安装自发自用的系统。除光伏发电享受固定电价外，对于系统规模小于500千瓦的太阳能发电系统建筑，可以享受优惠电价，自用电量的30%在常规电价基础上减少16.38欧分/度电，另70%减少12欧分/度电。2010年德国对太阳能发电的上网电价再次进行了修改，主要是加大上网电价每年的递减比例，仍然鼓励屋顶安装且自发自用的小型系统，激励用户在配电低压侧并网，同时取消了占用耕地或农用设施的地面光伏电站的上网电价激励。光伏上网电价的变化详见表2-1。

表 2.1 德国光伏上网电价历年的调整

	地面电站 (欧分/度电)	屋顶或屋面系统地面电站 (欧分/度电)				备注	
		≤30 kWp	≤100 kWp	≤ 1 MWp	> 1MWp		
2000年	50.62					期限为20年，从2002年开始，每年递减5%，直至德国的累积安装量达到350MW	
2004年	45.7	57.4	54.6	54		期限20年，2005年1月1日后实施运行的发电设施，以后每年递减5%，而2006年1月1日后实施运行的发电设施，以后每年递减6.5%，	
2009年	31.94	43.01	40.91	39.58	33	而对于安装太阳能发电系统的建筑且自用太阳能发出的电力，系统规模小于500千瓦的，自用电量的30%在上述基础上减少16.38欧分/度电，其余的自用电量减少12欧分/度电。而对于每年递减的幅度则调整为9%—10%，期限为20年	
2010年	01.01.2010 - 30.06.2010	28.43	39.14	37.23	35.23	29.37	取消占用耕地或农用设施的光伏电站补贴
	01.07.2010 - 31.09.2010	25.3—26.4	34.05	32.39	30.65	25.55	
	01.10.2010 - 31.12.2010	24.4—25.6	33.03	31.42	29.73	24.79	
	01.01.2011 - 30.06.2011	21—22	28.74	27.33	25.86	21.56	
	01.07.2011 - 31.12.2011		24.43	23.23	21.98	18.33	
2011年		21—22	24.43	23.23	21.98	18.33	依据2011年3月到5月的年化装机规模确定，若其分别超过 3.5GWp/4.5GWp/5.5GWp/6.5GWp/7.5GWp，则2011年中期上网电价下调幅度将分别为3%/6%/9%/12%/15%
		其中>3.5MWp	> 4.5MWp	> 5.5MWp	> 6.5MWp	> 7.5MWp	
		17.78	17.23	16.68	16.13	15.58	

数据来源：BSW—Solar, EEG-2000, EEG-2004, EEG-2009, IEA;

National Survey Report of PV Power Applications in Germany

2.1.3 并网管理模式

作为世界上分布式电源发展的典范，德国在用户侧发电系统的发展方面积累了丰富的丰富经验。德国于 2000 年颁布《可再生能源法》，并在 2004 年、2008 年和 2012 年根据可再生能源发电市场的发展进行了三次修订。该法律强调经济效率和重视社会公平，即可再生能源发展应考虑全社会的经济成本投入，并确保各方公平性，保证能源市场的公平竞争。此外，德国先后制定发布了《中压配电网并网技术标准》(1-60 千伏)、《低压配电网并网技术标准》(1 千伏及以下)，分别提出接入中、低压配电网的分布式电源并网技术标准。技术标准非常明确和严格，各项指标均有详细规定，对于实现分布式电源的快速并网，确保电网的安全稳定运行有重要作用。

可再生能源资源法案（EEG）中对风电、光伏等可再生能源发电项目接入电网标准进行了说明，与发电系统并网规范共同构成了明确的并网标准（详见表 2-2），并提出离可再生能源发电站最近的电网公司负责可再生能源电站优先接入。以太阳能光伏系统为例，电力系统对项目的中、低压并网规范主要是并网的技术规范，对接入电站的规模及电压等级、过载及电压波动范围、电能质量等提出了技术要求。在太阳能光伏并网规定中对于小型系统低压并网不需要技术评估和环境评估等事项，不承担额外费用，申请受理时间短，一般为 4 周左右，费用低；而大型光伏系统中压或高压并网，需要评估、审批等事项，且承担评估和审批的费用，因此受理时间长，一般为 10 周以上，费用高，这促进了小型系统的发展。

表 2.2 德国装机规模及对应接入电压等级

装机规模	接入电压等级
小于 30kW	低电压电网，无需审核
30kW-200kW	低电压电网或中电压电网
150kW-20MW	中电压电网
15MW-80MW	高压电网
80MW-400MW	特高压电网

(1) 并网管理流程

德国 2012 年修订的《可再生能源法》，对可再生能源发电设备的并网管理进行了规定。德国 VDE（德国电气工程师协会）2011 年公布了《发电站接入低压电网的技术规定》，对光伏、水电、CHP 和燃料电池发电站接入低压电网的项目申请进行了规定。

按照德国 2012 年版《可再生能源法》和《发电站接入低压电网的技术规定》，对于德国分布式电源接入有以下规定：

1) 电网公司有义务及时和优先将利用可再生能源或矿井废气从事生产的发电设施接入电网。若没有另一电网能提供在技术和经济上更为有利的连接服务，电网公司应将可再生能源或矿井废气等发电设施连接到电压合适且与发电设施所在地直线距离最近的并网点。当某一片区域具有一个或多个发电设施的最高总装机容量不超过 30 千瓦时，且已具有一个并网点，则该点应被视为是最合适的并网点。

2) 发电设施运营商有权选择所在电网的其他并网点或者选择电压合适的其他电网。

3) 在上述 1) 和 2) 规定之外, 电网公司有权为发电设施分配不同的并网点。但若无法保证条款 8 规定的优先购买该发电设施的电量, 则该条规定不成立。

4) 电网公司应对电网进行优化、加强或扩展, 保证将发电设施连接到电网。具体包括: 根据发电商接网的需要, 电网公司应利用最好的可用技术, 立即优化、加强和扩容现有电网, 以保证进行购买, 传输和分配可再生能源发电。对于发电商没有直接接入, 但电压等级不超过 110 千伏, 且是为保证电力的购买、传输和分配而需要的上一级电网, 也参照上述规定执行; 电网公司应按经济的方式电网进行优化、加强和扩容, 否则有权拒绝并网申请; 当电网公司违反上述义务且确实负有违约责任时, 发电商可要求电网运营商对由此导致的损失进行赔偿; 电网公司可针对电网过载情况下的网络阻塞等情况, 对安装有远程降出力设施的、直接或间接连接于其电网的发电设备和 CHP 设备进行技术控制。

在并网管理流程方面, 具体而言:

1) 提交申请的发电站必须符合有效的法律法规, 以适合接入低压电网运行且不对电网或其他用户系统造成影响。此外, 电站最大的视在功率不超过 S_{Amax} 。

2) 发电站应及时向电网运行人员提交如下文件:

-并网申请表;

-发电设备安装的位置和周边地图;

-发电设备技术特性和参数；

-发电量是全部并入电网还是余电上网；

-发电设备的测试和认证报告；

-符合要求的电网保护装置的测试认证报告；

-完整的发电设备并网电气连接图，包括设备技术参数，测量装置和保护装置。

3) 电网公司在接收必要信息后的 8 周内，向发电商提供如下信息：

及时建立并网点的时间表，包括所有的流程。

发电商需要的用于测试并网点的所有信息以及，根据需要，用于测试电网兼容性的电网数据。

对由发电商因发电设施并网可能引起成本的全面详细评估。该成本评估应仅包括接网相关的技术成本，特别的，不包括为铺埋并网电缆而需获得使用第三方拥有土地的许可的成本。

4) 系统初次并网

系统初次并网至少一周前，系统开发商或安装单位要向电网公司提交设备并网申请；鉴于发电站并网有可能会对电网的电能质量和安全性造成影响，发电站初次并网必须在电网公司同意后才能进行；初次并网日期和正式并网运行的日期由系统开发商和电网公司协商确定；发电站初次并网由系统开发商执行，电网公司与系统开发商协商是否需要电网公司在场；系统开发商在初次并网前准备好“初次并网确认表”；系统开发商有责任保证发电系统已经按照 VDE 并网申请规程安装完成；“初次并网确认表”应由双方签字，一式两份，并分别由

各自保管。

(2) 并网标准

德国 VDE（德国电气工程师协会）2011 年公布的《发电站接入低压电网的技术规定》制定了电能质量、频率和电压响应、有功功率控制和无功功率调节等技术标准。适用于以同步发电机、异步发电机等形式接入低压配电网（小于等于 1 千伏）的水电、光伏发电、热电联产、燃料电池等分布式电源。

《发电站接入低压电网的技术规定》的并网技术要求均针对并网点提出。对于通过变压器接入公共电网的电源，并网点指与公用电网直接连接的变压器高压侧母线。对于不通过变压器直接接入公共电网的电源，并网点指电源的输出汇总点。《发电站接入低压电网的技术规定》涉及电能质量、电网异常时的响应特性、继电保护等方面。

1) 电能质量

分布式电源并网可能会对系统电能质量产生以下影响，譬如易造成系统的电压波动和闪变，以及对系统产生谐波污染等。为了消除或减小分布式电源并网对电能质量造成的影响，《低压配电网并网技术标准》对电压和频率偏差、谐波和注入直流电流等方面均提出了相关规定。

电站并网的基本要求包括：电压在标称电压的 85%至 110%范围，频率在 48.5 赫兹至 50.05 赫兹。重新并网时，能够选择需要连接的发电机，并保证顺利完成。

电压和频率偏差方面要求分布式电源不得违反或改变本地区电力系统在电网连接点的电压等级水平，并对分布式电源并网时的电压

变化率、功率变化率和相角差均作出了规定。

最大允许短路电流的规定如下：同步发电机的最大允许短路电流为额定电流的 8 倍；异步发电机的最大允许短路电流为额定电流的 6 倍；逆变器的最大允许短路电流为额定电流。

2) 有功/无功调节能力

《发电站接入低压电网的技术规定》要求大于 100 千瓦的电站应能够控制有功功率不超过最大有功功率的 10%。在电站正常运行的情况下，电压波动的绝对值范围不超过标称电压的 10%，有功功率输出允许超过额定有功功率的 20%。

当有功功率改变时，无功功率应自动调整。同步发电机或逆变器应参与并网点的电压调节。异步发电应做适当调整以稳定电压水平。电网公司可设定电压调节方式、参考电压和电压调差率等参数。

3) 电网异常时的响应特性

《发电站接入低压电网的技术规定》规定分布式电源在不正常电压或频率范围时应能够进行调整，对于特殊情况要应停止供电或从系统切除。标准详细规定了各种电网异常时的分布式电源相应特性。

4) 保护要求

标准要求分布式电源并网不能干扰区域电力系统中接地保护的协调动作；不应使系统短路容量超过断路器固有的启断容量；分布式电源不应孤岛运行等。

(3) 并网费用相关规定

a) 接网费

按照德国 2012 年版《可再生能源法》，分布式发电接网费由项目受益主体-项目投资商承担。

b) 电网改造费和备用费

按照德国 2012 年版《可再生能源法》，电网改造费和备用费由全国所有电力用户分摊。

2.1.4 项目管理模式

(1) 项目申请

分布式发电项目的申请审批程序包括：向地方电力公司申请安装；批准后可以自行安装，通常则是雇用专业系统安装服务商进行安装；通过电力公司的检测；电力公司负责安装接入系统和计量电表。

其中，德国 VDE（德国电气工程师协会）最新公布了“发电站接入低压电网的技术规定”，里面对光伏、水电、CHP 和燃料电池发电站接入低压电网的项目申请进行了规定（具体规定见项目并网模式部分介绍）。

对于大于 MW 级的分散式风电、生物质发电等项目，除符合并网标准和规定外，在项目申请前，还需进行环境影响评价，需将由第三方完成的环评报告交由地方电力监管部门审批通过，此文件作为向电网公司申请的必要条件。

对于分布式可再生能源发电项目，由于项目经营和管理过程相对简单，对管理程序的规制主要集中在并网环节，目前，德国项目申请和管理过程中存在的主要问题包括以下方面：

1) 电网接入/电网运行技术标准：由于历史的原因，所有涉及电网接入和电网运行的技术标准都是由电网公司来制定，如德国 VDE（电气工程师协会）和 FNN（电网接入/电网运行委员会）。随着可再生能源和分布式电源的发展，需要更多参与方共同制定技术标准。即便是在德国也需要深化改革，正在建议 BSW（德国太阳能工业协会）与 FNN 共同修订相关标准；

2) 光伏系统接入电网的障碍和拖延：由于德国法律（EEG）没有规定如何确定并网点、审批时间和电网接入的收费标准，因此在执行时遇到相关问题；

3) 光伏系统接入配电网的容量受到限制：单个接网点内最大容量没有明确的规定；

4) 哪些用地类型和建筑物适合安装光伏没有明确规定：这一点在法律中没有明确规定，因此常常受阻，应当更加明确适合安装光伏的土地、建筑类型，并明确收费标准。

（2）电量/电费结算

德国的分布式电量计量系统分两块电表，即从电网向用户的输入电表和用户向电网售电的输出电表。用户自发自用的电量部分减少了对电网电的消费量，但这部分是不作电费计量的，用户可自己统计得知节约了多少电费。向电网返送电的部分，根据 EEG 规定电价由电网核算后向用户支付。

德国发达的配电网体系和能源发展方针使其分布式能源具有小规模 and 广泛接入的特点，对分布式能源的管理和政策规定与中国的情况存在的主要差异在于以下方面：

第一，用户电价与中国的巨大差异。体现在两个方面，一方面是电价普遍远高于中国，这是分布式电源自发自用具有经济性，在不需要政府补贴或较少政府补贴的情况下用户发展分布式电源的激励很大；而我国则需要设计和制定更高的电价或补贴标准鼓励分布式电源的发展。另一方面，居民电价高于商用和工业电价，使小规模户用分布式系统更具吸引力，而我国的情况恰好相反，我国的政策导向也更偏向于首先激励集连成片的工商业分布式电源发展。

第二，德国可再生能源 97%以上是以分布式形式接入电网，这使德国可再生能源政策与分布式能源政策具有很高的一致性，可再生能源政策设计定调于鼓励分布式发展模式；我国目前可再生能源项目规模较大，集中式发展模式占主导地位，对于集中式和分布式可再生能源政策还应区别对待，特别是鼓励分布式可再生能源发展政策应该选择性的借鉴德国成熟的政策经验。

第三，德国对于户用小型分布式系统的政策方针是尽量简化申请和管理程序，也不存在政府的审批环节。分布式的特点必然是项目繁多且规模小，覆盖面广，申请和管理规定复杂常常是阻碍项目投资决策的主要原因，超过开发成本的影响；对于繁多的分布式项目的审批也大大增加政府管理成本，应该研究制定将分布式项目立项和管理权下放电网公司的方案。

2.2 美国

2.2.1 发展现状概述

目前美国已经有 6000 多座分布式能源站，包括天然气多联供、中小水能、太阳能、风能、生物质能、垃圾发电等等，仅大学校园就

有 200 多个采用了分布式供能系统，大多是以天然气为燃料¹。

美国的分布式发电以天然气热电联产（CHP）和冷热电联产（CCHP）为主²，2010 年总装机容量约 9,200 万千瓦，发电量占全国总发电量的 14%，其中新建商用、写字楼类建筑采用小型冷热电联产达到 20%。

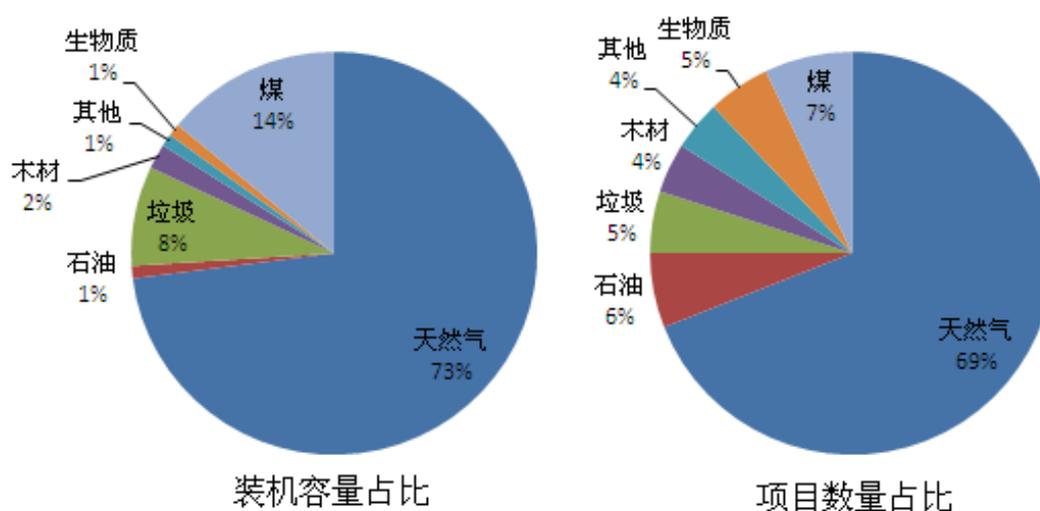


图 2-4 美国分布式发电的燃料特点

根据美国能源部预测，2010~2020 年分布式发电新增装机容量 9,500 万千瓦，发电量占总发电量的 29%。其中新建商用、写字楼类建筑采用小型冷热电联产达到 50%，现有商用建筑采用小型冷热电联产达到 15%³。

¹ 《小型分布式发电站管理办法》，中科院工程热物理研究所，2010 年 11 月。

² 其中 CHP 主要用于工业，以超过 20MW 的大型机组为主，CCHP 主要应用于商业、住宅小区无、医院、学校、大学社区和写字楼等，主要以小型燃气机组为主。

³ 《分布式发电发展目标与效果测算》，国家能源局新能源司，2011 年 10 月。

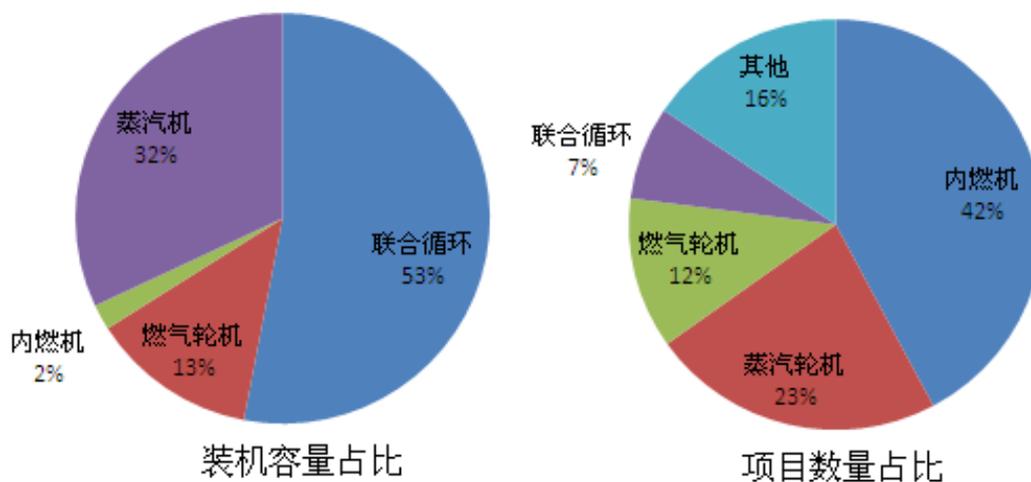


图 2-5 国分布式发电的技术特点

2.2.2 经济激励政策

美国与分布式能源发展相关的政策措施复杂多样，包括对天然气、太阳能发电、供热或供冷、地热发电等资产减免商业投资税；对分布式能源企业出售的电力给予电价补贴；净电表政策和可再生能源配额制政策。

首先，对分布式热电联产的激励政策包括税收减免和电价补贴。对符合条件的天然气、太阳能发电、供热或供冷、地热发电等资产减免商业投资税，优惠额度不超过投资或购买设备总额的 10%，对符合条件的分布式能源企业，出售电力时可获得 1.5 美分 / kWh 的直接补贴。

净电表政策要求电网公司为居民或商业用户光伏系统安装双向计量电表，既计量通过电网供应用户的电量，也计量用户返送电网的光伏发电量。用电费用结算时，光伏发电量从用户用电量中扣除，以当地消费电价水平支付光伏发电。从 1981 年开始，截至 2012 年 1 月，

已有 43 个州，及 DC 和 PR 两个区实施净电表政策。2010 年，加州是实施净电表政策太阳能光伏系统最多的州，共有约 102 万千瓦分布式太阳能光伏装机。

美国从上世纪 90 年代实施可再生能源配额制政策，绝大部分州还配套实施配额证书（或称为绿色证书）交易制度，发电者通过可再生能源配额证获得除电力销售外的另一份收入。配额制核心是以市场分配手段降低成本，实现更有效率的可再生能源发展模式。截止 2010 年，美国已有 30 个州实行强制配额制政策，并有 5 个州设定了可再生能源发展目标。多数分布式可再生能源发电商或居民都参与到配额证交易机制中，因此配额制也促进了美国分布式可再生能源发展。

● 分布式热电联产政策

美国对分布式热电联产能源的鼓励政策包括联邦和州两个层面，联邦层面的鼓励政策由联邦政府制定，适用于全国所有符合条件的用户；各州的鼓励政策由各州政府制定，主要用于鼓励各州的分布式能源发展。鼓励政策的类型包括收税减免和直接补贴两大类。联邦政府规定对符合条件的可再生能源资产减免商业投资税收，优惠的额度不超过投资或购买设备总额的 10%，符合条件该政策的分布式能源类型包括：使用太阳能进行发电、供热或供冷、地热发电。同时，联邦政府还针对分布式能源中可再生能源的生产进行直接补贴，例如对符合条件的分布式能源企业，并将电力出售给不相关的其他主体时，就可以获得 1.5 美分 / kWh 的直接补贴。

此外，为了鼓励分布式热电联产的技术研发与应用，美国能源部

与美国环境保护署(EPA)、美国热电联产联合会(USCHPA)和国际区域能源协会(IDEA)共同支持成立了 8 个区域级的分布式能源技术指导中心，对分布式技术应用提供指导。

● 静电表计量政策

除刺激可再生能源发展的联邦生产税/投资税抵扣 (PTC/ITC)、州层面实施的配额制 (RPS) 外，美国制定了专门针对分布式电源接入计量的净电表政策，并设定相应的电价和补贴机制。

净电表政策主要针对分布式太阳能光伏发电项目，政策要求电网公司为居民或商业用户光伏系统安装双向计量电表，既计量通过电网供应用户的电量，也计量用户返送电网的光伏发电量。用电费用结算时，光伏发电量从用户用电量中扣除，即以当地消费电价水平支付光伏发电。除此之外，加州等州还制定了光伏系统投资成本补贴或光伏发电量补贴等政策进一步给予支持。美国净电表政策主要采用一块电表，区别于德国采用输入和光伏电量输出两块电表方式。从 1981 年开始，截至 2012 年 1 月，已有 43 个州，及 DC 和 PR 两个区实施净电表政策（见图 2-6）。2010 年，加州仍是太阳能光伏系统纳入净电表政策最多的州，共有约 102 万千瓦分布式太阳能光伏装机（见表 2-3）。



图 2-6 美国 43 州 2 区实施净电表政策（2012 年 1 月）

2010年排名	2010年市场份额	累计装机容量 (MW)	净电表装机规模上限
1. California	48%	1,022	1,000 kW
2. New Jersey	12%	260	no limit
3. Colorado	5%	117	no limit
4. Arizona	5%	105	no limit
5. Nevada	5%	102	1,000 kW
6. Florida	3%	73	2,000 kW
7. New York	3%	56	2,000 kW
8. Pennsylvania	3%	55	5,000 kW
9. Hawaii	2%	45	100 kW
10. New Mexico	2%	43	80,000 kW
All Other States	12%	261	

Source: Sherwood, L., *U.S. Solar Market Trends 2010*, Interstate Renewable Energy Council, June 2011. (Total of 2,139 MW_{DC})

表 2.3 美国分布式光伏装机前 10 名州

● 可再生能源配额制政策

美国从上世纪 90 年代实施可再生能源配额制政策，绝大部分州还配套实施配额证书（或称为绿色证书）交易制度。配额制政策首先设定一个可再生能源增长总目标，将这一目标分配给各电力供应商，

要求供电商提供电力的一定比例来自于可再生能源。供电商可以自己拥有可再生能源发电设施，也可以选择从别的可再生能源发电商处购买发电量以完成配额指标。有些州建立了可再生能源信用证书(REC)体系，发电商可以将可再生能源电力和 REC 分别销售。REC 的价格完全由市场供需关系决定，成为可自由交易的商品。年末供电商向配额制管理委员会出示相应的 REC 达成指标完成任务。未完成预定目标的供应商，将缴纳罚款或选择“替代性付款”(Alternative Compliance Payments, ACP)方式受到处罚。ACP 收集的资金通常用以建立专项基金，用于促进可再生能源发展。配额制核心是以市场分配手段降低成本，实现更有效率的可再生能源发展模式。各州配额制的政策目标、实施对象、信用交易方式均有所不同，但总体来看，大部分实施了配额制的州可再生能源利用量都大幅增长。美国国家可再生能源国家实验室 2008 年的研究报告发现，超过全国可再生能源利用平均水平的 15 个州中的 11 个州，及所有传统能源比例下降的 5 个州都实施了配额制。据 2009 年忧思科学家联盟预测，到 2025 年，配额制将促使美国的可再生能源电力增加 76750MW，相当于 1997 年的 570%（不包括水电）。截止 2010 年，美国已有 30 个州实行强制配额制政策（见图 2-7），并有 5 个州设定了可再生能源发展目标，多数分布式可再生能源发电商或居民都参与到配额证交易机制中，因此配额制也促进了美国分布式可再生能源发展。

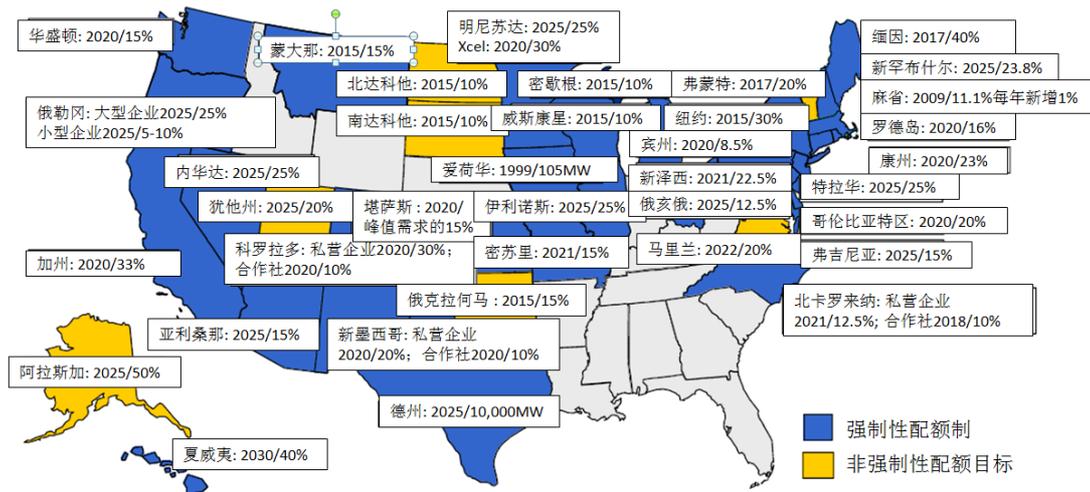


图 2-7 美国各州配额制政策目标

2.2.3 并网管理模式

- 并网程序

在美国的电力监管体系中，输电网的并网标准制定与监管是由联邦输电监管委员（FERC）统一负责，配电网的并网标准制定与监管由所在州的电力监管委员会负责。美国 1978 年颁布的“公共事业管理法”中，要求受监管的公共事业公司需要向符合条件的分布式能源提供并网和备用服务，并需向分布式能源购买电力，满足条件的机组包括 CHP、生物质能、地热、水电、太阳能和风能等，同时公共事业公司不能拥有超过 50% 的分布式能源的股权。

由于各州的电力系统特点不同，对并网的分布式能源机组的类型和容量的规定也不相同，如纽约州的并网标准规定 2MW 以下的分布式能源机组可以并网，科罗拉多州规定的分布式能源并网机组容量为 10MW 以下，而加州对分布式能源并网机组无容量限制。

2012 年 9 月，CPUC 公布了小规模分散电源并网规则，即“加州

21 准则（Electric Rule NO.21）”的修订方案，其中对接入配电网的电源并网管理进行了详细规定。

“加州 21 准则”适用于接入加州公共事业委员会监管区域内的配电网和输电网的发电设备。所有接入配电网输电网的发电设备需要向加州电网独立运营商（CAISO）提出申请，其中不包括实施净电量结算的发电设备和不向电网输送电量的发电设备。

（2）并网管理流程

“加州 21 准则”规定的接入配电网电源并网管理流程分为并网申请提交和并网申请评审两个阶段，具体流程如图 2-8 所示。

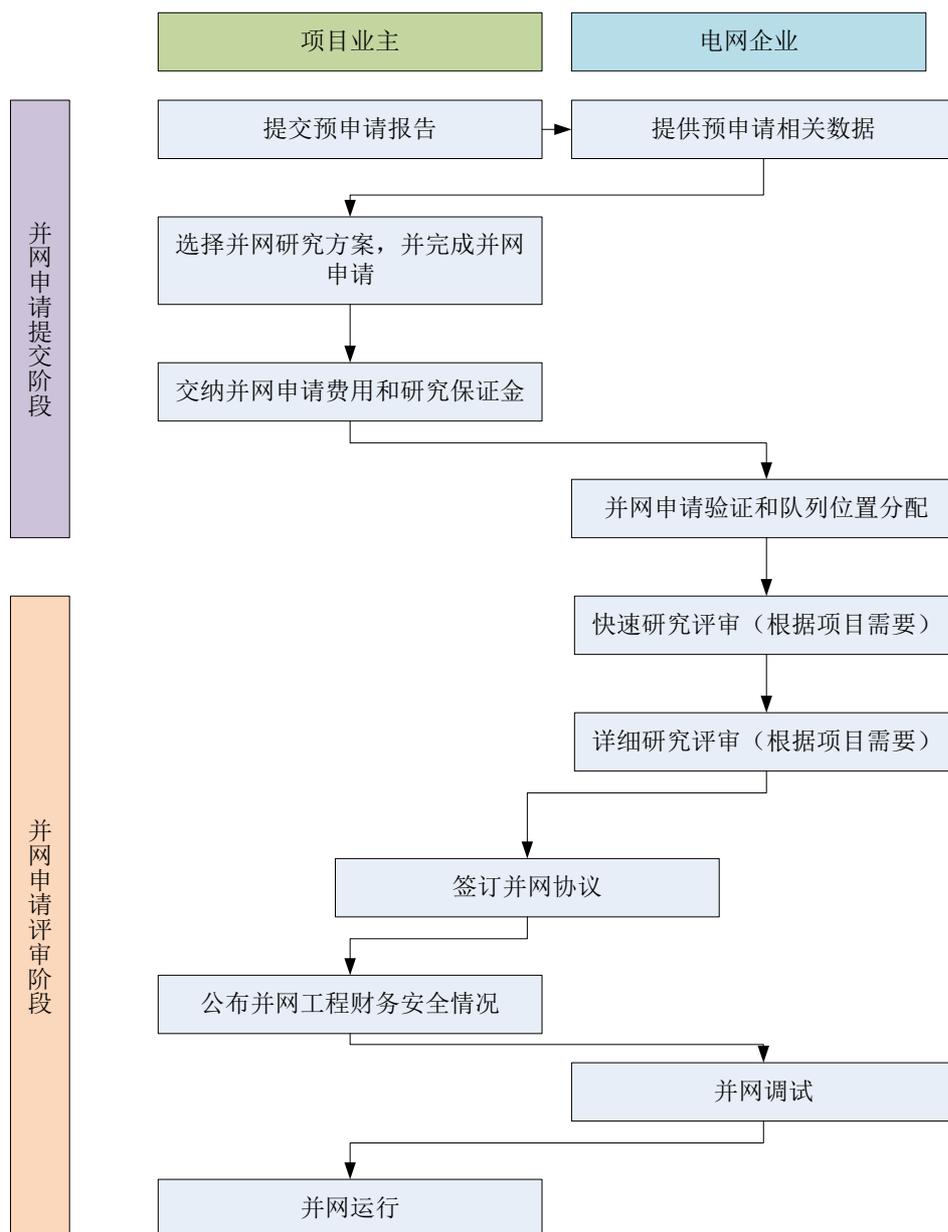


图 2-8 “加州 21 准则”分布式电源并网管理流程

1) 并网申请提交阶段

该阶段的内容包括：

□ 提交预申请报告

预申请报告内容包括：可能服务于发电设备所在区域的变电站/区域母线总容量和电气连接；可能服务于发电设备所在区域的变电站

/区域母线分配容量和电气连接；可能服务于发电设备所在区域的变电站/区域母线并网申请队列容量和电气连接；服务于发电设备所在区域的变电站/区域母线可用容量和电气连接；变电站额定配电电压或额定输电电压；发电设备所在场地与变电站的大概电路长度；相关线路最高负荷估计值；发电设备所在场地与变电站之间的保护设备数量和电压调节装置数量等。预申请报告只需包括已有的数据，不需要通过分析或研究得到没有的数据。

□ 并网申请流程

a. 申请人与配电商联系

根据需要，供电商向申请人提供如协议样本、并网需求、技术信息、检定设备清单、初审和补充评审费用、量测要求等信息和文件。供电商需在申请人向供电商提出初始需求后 3 个工作日内将上述信息发给申请人。供电商为申请人制定一对一联系人。

b. 申请人选择研究方案（Study Process）

包括快速研究方案（Fast Track）和详细研究方案。其中详细研究方案包括：独立研究方案，配电网研究方案和输电网研究方案三类。具体选择哪种依据对于输电系统和配电网系统的独立电气测试结果决定。

c. 申请人完成并网申请

申请人提交一份完整、有效的并网申请。针对每个并网点，申请人须单独提出并网申请。对于对已有并网设备进行扩容的申请视作新的并网申请处理。

d. 场地占有权说明

对于场地占有权的说明文件需与并网申请一同提交。

交纳并网申请费用和研究保证金

对于不上网的光伏发电项目免收并网申请费。对于实施净电量结算的发电设备免收并网研究费用。对于发电容量小于 1MW 且不上网的光伏发电项目免收 5000 美元的并网研究费用。

对于需要详细研究的并网申请，申请人必须提交详细的研究保证金。对于 5MW 及以下发电设备，申请人须为并网影响研究提交 10000 美元的保证金。对于 5MW 以上的发电设备，申请人须提交 50000 美元的保证金，额外加 1000 美元/兆瓦设备容量的金额，最高额为 250000 美元。

并网成本责任澄清

并网发电设备的申请人或发电商（对于申请人与发电商不是同一主体的情况）需要对并网全过程中需要的所有费用和成本负责，包括并网检测，并承担发电设备并网运行后支撑输电网和配电网安全可靠运行的所有成本。对于实施净电量结算的发电设备免收电网升级改造相关成本。

并网申请验证和队列位置分配

所有向供电商提出并网需求的申请人必须提交一份完整有效的并网申请。并网申请的完整和有效性由供电商确定。供电商需在接收并网申请后 10 日内向申请人提供其并网申请完整性和有效性的确认通知。若申请人提交的申请材料不完整，供电商需进行说明，并书面

通知发出 10 日内提出需要额外补充的信息。对于非净电量结算的申请者，依据供电商接收到并网申请的日期，为其制定队列位置。供电商在其网站上每月公布和更新所有并网申请的并网队列。

2) 并网申请的评审阶段

□快速研究评审 (Fast Track Interconnection Review)

对于满足快速研究方案的并网申请进行评审，具体包括初审、召开初审结果会议、补充评审、召开补充评审结果会议、签订并网协议几个阶段。

□详细研究评审 (Detailed Study Interconnection Review)

对于满足详细研究方案的并网申请进行评审，具体包括选择具体的详细研究方案(根据并网申请与输电网的相关情况以及该申请与其他申请队列位置在前但尚未开展方案的并网申请相关情况，可选三种研究方案—独立研究方案，配电网研究方案和输电网研究方案)，分别对选择的详细研究方案开展研究，签订并网协议。

完成研究方案并进行必要的修改后的 30 日内，供电商提供并网协议草稿和相关附录。申请人需在 30 日内对附录提出书面评论或无评论的说明。

如果申请人对发电设备并网协议有异议，可在 90 日内供电商进行协商。若协商陷入僵局，则申请人可以申请终止协商并进入争端解决方案。若 90 日内未进入争端解决程序或未签订并网协议，则视为撤销申请。双方协商一致后 15 日内，供电商向发电商提供最终的并网协议。若需要对并网协议中的发电设备运行日期进行延长。

□公布并网工程财务安全情况

申请人需要提供并网工程相关的财务安全情况，如提供银行信用记录，现金储蓄情况等，并由供电商确认是否符合要求。

□并网检测和并网运行

发电商安排并完成发电设备和其并网设备的并网检测，即检测新的发电设备和并网设备是否满足供电商输配电网安全运行的要求。发电商与供电商协商时间进行发电设备的并网检测，并根据执行检测方的情况，确定是否需要供电商目击检测过程。

发电商在收到供电商的书面允许意见后才可并网运行。供电商需在 5 日内参照并网协议条款书面核准发电商的发电设备并网运行。

(3) 并网标准

目前最具影响力的分布式电源并网技术标准为美国电机工程学会（IEEE）于 2003 年提出的 IEEE 1547 标准，该标准借鉴了 IEEE 和 IEC 的诸多标准，譬如 IEEE 929, 519, 1453, IEC EMC series 61000 和 ANSI C37 系列保护标准。

IEEE 1547 标准是第一个关于光伏发电，小型风电，燃料电池和储能装置等分布式电源并网运行的系列标准。该标准给出了分布式电源性能、运行、测试等方面的技术要求，以及用于分布式电源控制和通信设备生产与维修方面的安全要求。该标准将进一步扩展到产品质量、互用性、设计、工程、安装及认证等要求。

IEEE 1547 系列标准包括以下标准：

IEEE Std 1547，分布式电源与电力系统并网标准

IEEE Std 1547.1™, 分布式电源设备接入电力系统的测试程序标准

IEEE P1547.2™, IEEE 1547 标准应用导则草案, 分布式电源与电力系统并网标准

IEEE P1547.3™, 分布式电源与电力系统并网的监测, 信息交换与控制导则草案

IEEE P1547.4™, 分布式电源孤岛系统的设计, 运行及并网导则草案

IEEE P1547.5™, 容量超过 10MVA 的分布式电源接入输电网技术导则草案

IEEE P1547.6™, 分布式电源接入次级配电网的推荐实施规程建议草案

“加州 21 准则”在发电设备接入电网标准上与 IEEE1547 标准一致。

(4) 并网费用相关规定

a) 接网费

按照“加州 21 准则”的规定, 分布式电源的所有者负责对其所需的互联设备和接网工程进行投资。

b) 电网改造费和备用费

按照“加州 21 准则”, 分布式电源的所有者同时还要承担所有为了并网而进行的配电网或输电网的投资或引起的成本, 如电网改造、运行和维修的成本等。

2.2.4 项目管理模式

理论上，美国的可再生能源激励政策适用于分布式可再生能源项目。美国可再生能源开发的主要联邦推动政策包括：生产退税(PTC)、投资退税(ITC)、国家财政补贴计划以及税收加速折旧。可再生能源开发的主要州级推动政策包括州级RPS计划和各种州级现金激励计划。此外，美国国内可再生能源设备的制造提供了支持，其中包括：

(1) 联邦贷款担保计划；(2) 联邦生产退税；(3) 联邦与地方财政激励计划，鼓励制造可再生能源设备；以及(4) 联邦与州级研发基金。2010年，风能、闭环生物质能和地热发电的通胀调整退税额达2.2美分/千瓦时；其他符合条件的技术所获得的退税额为1.1美分/千瓦时。联邦政府为其他能源项目提供了投资退税(ITC)，其中包括太阳能、燃料电池和小型风电项目(均可获得相当于项目立项成本30%的退税)，以及地热、小型燃气轮机和热电联产项目(均可获得相当于项目立项成本10%的退税)。目前，ITC的受益对象为在2016年年底之前投产的符合条件的项目，其中地热项目退税未规定截止日期，而在2016年其他项目的退税期满后，太阳能发电项目的退税比例将调整到10%。根据2009年《经济复苏法案》，有资格获得联邦PTC的可再生能源项目也可以(临时)选择ITC，进而使符合ITC要求的技术种类在短期内有所增加。一直以来，ITC对于美国的太阳能行业尤为重要，在推动部署户用/分布式和联网型太阳能发电技术应用方面发挥了重要作用。

截止到2010年10月，在30个州的RPS政策中有14个包含了针

对太阳能的“拨出保障计划”⁴，其中有四个州制定了分布式发电(DG)“拨出保障计划”，旨在为太阳能发电提供支持。上述项目中均要求部分RPS 总体目标需通过合格的太阳能技术或DG 技术来实现。

许多州为可再生能源项目或制造企业提供现金激励，但通常仅限于位于该州区域内的项目或企业。最常见的激励类型是为户用/分布式太阳能发电设施提供预付折扣或基于发电量的补贴方式。通过配合州级净计量项目（美国大多数州所采用的形式各不相同），该计划已成为户用/分布式光伏应用的主要激励因素。例如，加利福尼亚州是美国最大的太阳能市场，而原因之一便得益于该州的户用/分布式光伏激励计划，该计划的目标是通过基于发电量的激励措施和预付折扣，在2016 年之前部署3000 MW 户用/分布式太阳能光伏。其他州（和公共部门）也制定了类似的或更适度的目标。目前，共有27 个州以及哥伦比亚特区制定了针对户用/分布式可再生能源技术的各种现金折扣计划。除了通过折扣和基于发电量的激励外，州级计划有时会通过贷款和其他融资计划为户用/分布式太阳能应用提供支持，或者为大型可再生能源设施与研发工作，以及州内可再生能源设备制造企业提供支持。各州的计划形式、资金来源和融资额度各不相同。但该类计划的资金大部分均来源于系统效益收费：即向由州政府、公共机构或指定第三方负责管理的零售电力销售征收的小笔费用或附加税。截止到2010 年8 月，共有18 个州以及华盛顿特区为可再生能源设置了

⁴ RPS 规定，使利用可再生资源发电的电力在电力销量中占一定比例为电力运营商的义务。不过，在对可再生能源技术没有特殊规定的情况下，电力运营商有可能热衷于风力等设置成本低的技术。为解决这一问题，美国的部分州制定了在利用可再生能源发电的电量中要含有一定量的太阳能发电。这被叫做拨出保障条款，包括新泽西州、宾西法尼亚州在内的 13 个州和华盛顿哥伦比亚特区已导入了这一条款。

系统效益收费。至2017年，该笔费用总额预计将超过72 亿美元。该类计划对户用/分布式太阳能光伏的影响最大。从1998 年至2008 年期间，在执行该计划的13个州中，融资总额约为19 亿美元，共为2,500 MW 新增可再生能源装机容量提供了支持。在容量方面，风能吸收了最多的资金，其次分别是光伏和生物质能。而在实际资金和项目数量方面，光伏则占据首位，其次分别是风能和生物质能。

除以净电表政策支持分布式光伏发电外，美国还制定了相关优惠政策使分布式项目在审批、核准、管理过程中更便捷和优先包括确保分布式能源用户拥有安装和使用该设备的权利，公共电网必须为分布式能源用户提供备用电力保障，并以公平价格收购多余电量，缩短分布式发电项目资产的折旧年限，简化分布式发电项目经营许可证审批程序。到 2010 年，仅三大电网统计数据，不包括热电联产项目情况下，美国已有超过 40 万千瓦分布式电源，其中分布式光伏发电项目数和装机总量都居第一，分别达到近 900 个和 14 万千瓦。

为推进分布式发电快速发展，美国政府降低了该行业的准入门槛，允许并支持私营可再生能源专业公司进行分布式发电项目的开发、建设、运营与维护。该类公司作为第三方可直接与项目所在地终端用户直接签订长期购售电合同（power purchase agreement, PPA），满足用户电力需求。放宽投资主体限制对促进美国分布式风电行业发展具有多方面的益处：□ 可再生能源专业公司在项目的开发、建设与运营维护环节具有丰富的经验，从建设到投运的过程中会关注发电机组实际运行情况以及项目的收益。这在很大程度上保证了分布式风力发电项目的品质。□ 专业公司有能力投入高额的项目前期开发费用，解决

了个人或公用事业单位资金不足的问题。□ 通过与专业公司签订长期购售电合同，终端用户可享受固定的销售电价，避免承担电价不断上涨的风险。□ 专业公司作为纳税实体可充分地享受联邦、州和地方各级政府的税收优惠政策，如此州政府可减少对项目的直接补贴，使其更易于操作。

表 2.4 2010 年美国三大电网分布式发电情况

发电技术	PG&E		SCE		SDG&E		合计	
	项目数	装机 (MW)	项目数	装机 (MW)	项目数	装机 (MW)	项目数	装机 (MW)
光伏发电	503	82.45	291	41	105	14.19	899	137.6
内燃机	123	67	131	93	21	12	275	172
燃料电池	18	11	36	8	4	2.25	58	21
微型汽轮机	55	10	72	16	18	2	145	28
天然气小型机组	4	5	3	13.6	2	9	9	27.5
风电	2	0.5	5	12.6	0	0	7	13
合计	705	176	538	184.5	150	40	1393	400

2.3 日本

2.3.1 发展情况

2011 年 3 月日本核电事故以来，截至 2012 年 7 月，50 座核电站

中只有 2 座恢复正常工作，日本正在寻找以新能源发展、分布式能源结构改革和热电联产进一步提高能效等方式来补上电力供需缺口。日本还大力发展了低热值燃料和可再生能源利用、微网控制、热电联产装置的小型化及家庭单元机组等一系列新技术，在节能减排上收到了明显效果。此外，日本能源贸易工业部于 2004 年发布了 2030 年长期能源规划，其中进一步强调了分布能源及微网系统。该规划中规定 2030 年前分布能源发电量将占总电力供应的 20%。

分布式发电以热电联产和太阳能光伏发电为主，总装机容量约 3600 万千瓦，占全国发电总装机容量 13.4%。其中商业分布式发电项目 6319 个，主要用于医院、饭店、公共休闲娱乐设施等；工业分布式发电项目 7473 个，主要用于化工、制造业、电力、钢铁等行业。

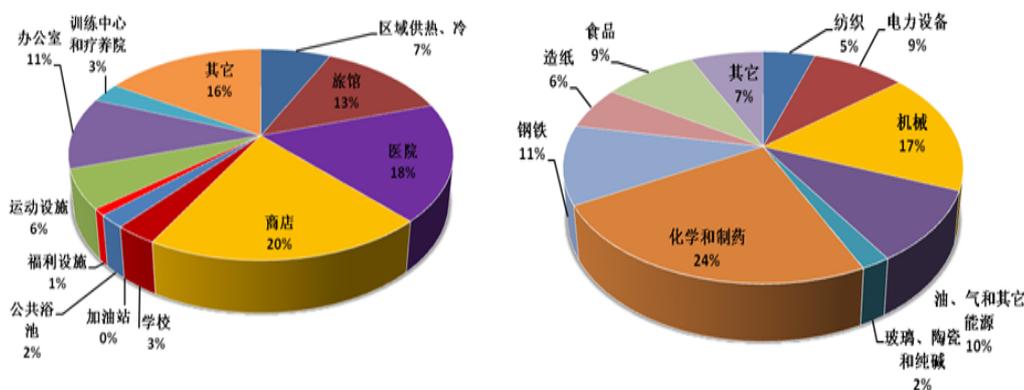


图 2-9 日本热电联产商业应用（左图）和工业应用（右图）市场分布情况

来源：日本热电联产中心

(1) 热电联产

近年来，日本热电联产装机容量快速增长，到 2006 年，已达到 870 万千瓦，占日本电力装机 4%。其中，以天然气为原料的热电联产装机容量达到 450 万千瓦，占热电联产总装机容量的 51.2%。2011

年，独立电站发电量占日本 30%的电力生产总量，自从福岛核危机发生后，为解决生活用电保障，主要以天然气为燃料的家庭式小型热电联供机组得到进一步推广。

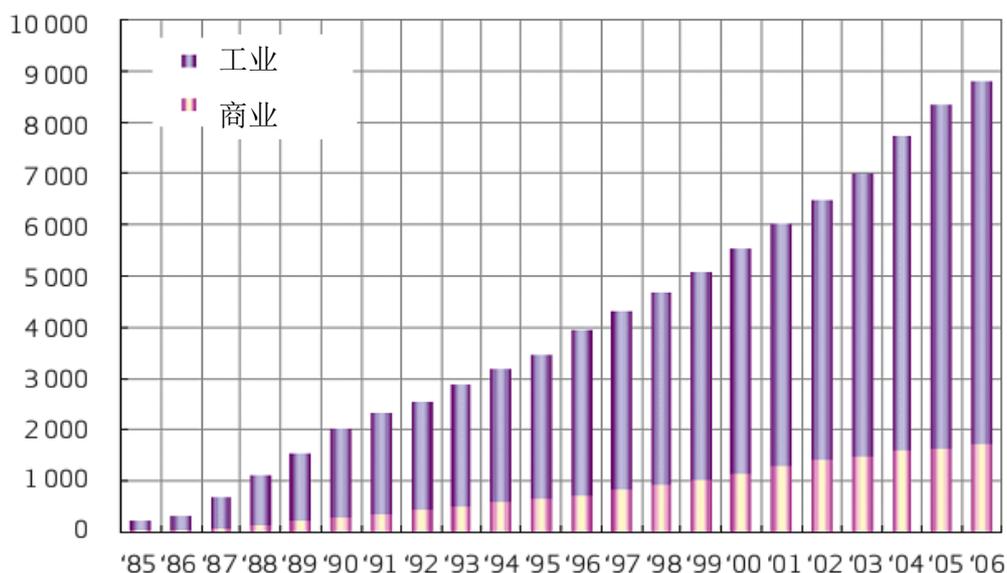


图 2-10 1985-2006 年日本热电联产累计装机容量变化 (单位: MW)

来源: WADE-world survey of decentralized energy 2006

(2) 分布式光伏发电

日本光伏分布式发电应用广泛，不仅用于公园、学校、医院、展览馆等公用设施，还开展了居民住宅屋顶光电的应用示范工程。截至 2009 年底，日本光伏发电装机总量达到 297.7 万千瓦，其中户用光伏系统装机容量占比约 80%。到 2011 年底，光伏发电是日本除水电外装机容量最多的可再生能源发电技术，已达到 497 万千瓦。2012 年 5 月，“夏季电力供需方案”中提出，日本将建立“分布式绿色电力销售市场”，以鼓励小规模发电商和独立电力系统进入电力市场，小于 1000kW 的发电系统和热电联产项目也能够将随时销售其多余的电量，

并且减免了原先约 160 万日元的接网费。

日本能源资源匮乏，分布式电源发展是其供电端重要的节能手段之一，福岛核危机之后依靠核能的能源发展战略转变方向，进一步强化和推广小微型热电联产提高效率、大力度支持太阳能光伏等可再生能源发展是其主要的战略方向。

2.3.2 激励政策

福岛核事故发生后，为逐步摆脱对核电依赖，2011 年 8 月日本通过了菅直人提出的《可再生能源法案》，对 2010 年颁布的《新能源法案》重新做出修订，初步确定了可再生能源发电到 2020 年要占电力供应 20% 的目标。新的可再生能源法案 2012 年 7 月正式获得国会批准，其核心是确定了可再生能源发电的上网电价，太阳能、风能、地热发电的上网价格达到 42 日元/千瓦时、23.1 日元/千瓦时和 27.3 日元/千瓦时，约是火电或核电价格的 2~4 倍，以期促进光伏发电、风电、生物质发电等可再生能源发电的发展，从而尽快形成电力供应能力，以填补核电退出后的电力供应问题。

另外，日本制定了相关的法令和优惠政策保证分布式能源事业的发展，有条件、有限度的允许这些分布式发电系统上网，通过优惠的环保资金支持分布式发电系统的建设。2012 年 5 月，“夏季电力供需方案”中提出，日本将建立“分布式绿色电力销售市场”，以鼓励小规模发电商和独立电力系统进入电力市场，小于 1000kW 的发电系统和热电联产项目也能够将随时销售其多余的电量，并且减免了原先约 160 万日元的接网费。

2.3.3 并网管理模式

(1) 并网管理概况

由于资源紧缺，为提高能效，日本政府颁布了许多优惠政策，而分布式电源能够在日本快速发展，其政府的有效干预是关键。1986年5月日本通产省发布了《并网技术要求指导方针》，使分布式能源实现合法并网。1995年12月又进一步修改了《并网技术要求指导方针》，使拥有分布式能源设备的业主可以将多余的电能销售给供电公司，并要求供电公司分布式能源业主提供备用电力保障。此外，分布式能源业主不仅能够得到融资、政府补贴等优惠政策，还能享受减免税等鼓励。

(2) 并网管理流程

日本光伏发电系统与配电网并网时采用“净电表”制（不给高电价），要求符合“电气事业法”和“并网技术要求准则”；

- 1) 由开发商完成下面计划书和工程设计；
- 2) 委托电气安全协会指定或确认电气主任工程师；
- 3) 电力部门审查工程计划书和设计书；
- 4) 开发商与电力部门签订协议；
- 5) 在电气主任工程师监督下施工安装；
- 6) 试运行并进行自主检查；
- 7) 电力部门检查、测试；
- 8) 正式运行。

(3) 并网标准

分布式电源并网必须满足经济产业省规定的《电气设备技术基准》和《旨在确保电能质量的并网技术要件指南》所规定的并网标准。该并网指南规定了不同电压等级的并网容量和上网方式，详见表3—5。

表 2.5 日本分布式能源并网标准

并网类型	发电机种类	电力容量	是否可以上网
低电压配电网	采用反向变换装置的燃料电池与太阳能电池等的直流发电设备	原则上低于50kW	均可
高压配电网	采用反向变换装置的燃料电池与太阳能电池等的直流发电设备 柴油机与燃气轮机等旋转式发电机	原则上低于2000kW	均可
spot net 配电网		原则上低于10000kW	无
35kV 以下配电网		35000v 以下的配电网按照高压配电网标准处理,原则上低于 10000 kW	均可

(4) 并网费用相关规定

a) 接网费

根据日本九州电力公司与分布式能源用户签订的《并网合同》，分布式电源接网采用深收费机制，即

a) 接网费

接入电力系统的并网设备的投资，原则上由分布式电源业主负担；接入电力系统的必要装置及电表，属于分布式电源业主所有，其费用由分布式电源的业主负担；

b) 电网改造费和备用费

伴随并网产生的电力公司设备改造而产生的费用由分布式电源
业主负担。

3 我国分布式发电发展现状和发展潜力

3.1 发展现状

3.1.1 分布式风电

目前分布式风电还没有一个明确概念，依据《分布式发电管理办法》（征求意见稿）普遍认为风电发电主要供用户自用或就近利用，接入电网电压一般在 110 千伏及以下定义为分散式接入的分布式风电。

我国幅员辽阔，风能储量丰富，但是风能资源分布差异较为突出，主要集中在我国北部及沿海的边远或近海地区，目前我国已规划建设甘肃酒泉、新疆哈密、河北、吉林、蒙东、蒙西、江苏、山东沿海 8 个千万千瓦级风电基地。考虑到远距离输送风电，电网经济性相对较差，在规模化开发风能富集地区的同时，因地制宜地推进可以分散接入的分布式风电发展。2012 年 3 月国家能源局关于印发“十二五”第二批风电项目核准计划的通知里，已明确核准分散式风电接入项目 83.7 万千瓦。

截至 2012 年 5 月底，国家电网公司经营区域内已接入 35kV 及以下电压等级的分散式风电装机容量达到 48 万千瓦，发电量 9.78 亿千瓦时，年平均利用小时数为 2037 小时。

各区域分散式风电装机容量及发电量占比情况如图 3-1、3-2 所示。

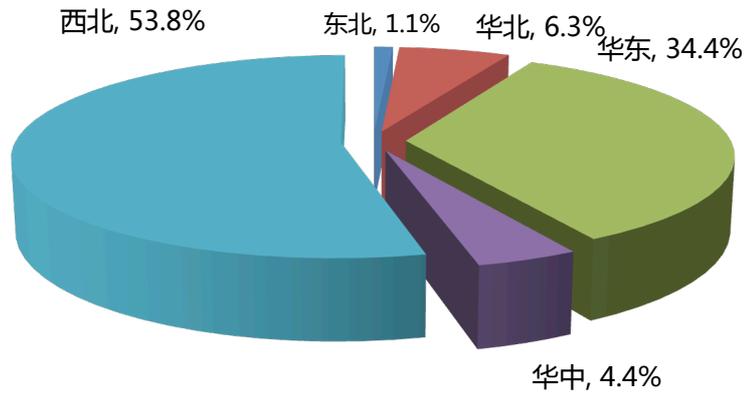


图 3-1 各区域分散式风电装机容量分布图

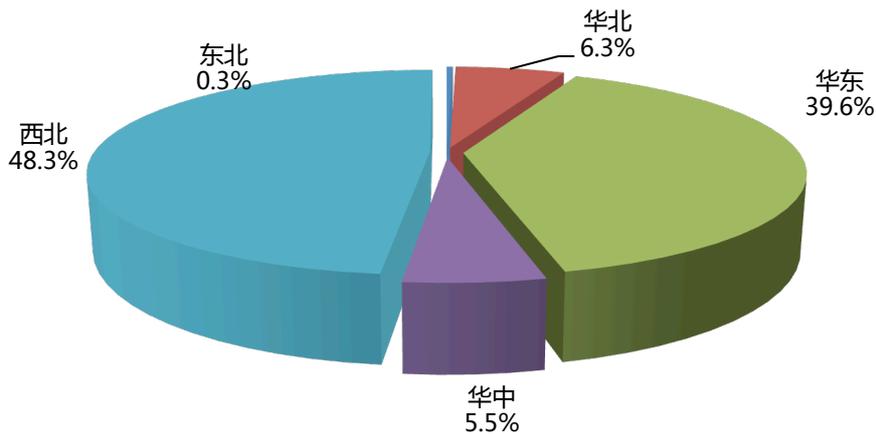


图 3-2 各区域分散式风电发电量分布图

总体来看，我国分布式风电发展的规模还很小，与风电分散式接入低压配电网较多的丹麦相比，除了丹麦实行了由法律保证发电企业购买符合条件的分布式电能强制制度外，丹麦公民拥有土地所有权和开发权外，与我国土地政策的不同，可能也是影响分布式发展的因素之一。

3.1.2 光伏发电

21 世纪以来，随着农村无电地区电力建设和太阳能光伏发电成本的下降，我国先后实施了“西藏无电县建设”、“中国光明工程”、“西藏阿里光电计划”、“送电到乡工程”以及“无电地区电力建设”等多项国家计划，光伏发电市场在政府的推动下有了一定的发展。“十一五”期间，我国又开展了多项城市并网光伏发电和大型并网荒漠电站的工程示范，太阳能光伏发电市场逐步扩大。

2009 年，我国先后启动了“光电建筑”、“金太阳示范工程”和敦煌大型荒漠光伏电站招标等多个项目。在这些项目的带动之下，我国太阳能光伏发电市场连续两年翻番，截至 2011 年，全国太阳能光伏发电累计达到 290 万 kW，同比增长 242%；当年新增装机 208 万 kW，同比增长 260%，超过了历年装机总和，如表 3-1 所示。

表 3.1 2004-2011 年我国太阳能光伏发电累计装机和新增装机容量

年份	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
累计装机容量 (MW)	63	68	80	100	140	284	860	2940
累计装机年增长率(%)		7.9	17.6	25	45	103	203	242
新增安装量 (MW)		5	12	20	40	144	578	2084
新增装机年增长率(%)			140	78	100	250	301	260

从光伏市场区域分布来看，我国太阳能光伏发电市场主要集中在

青海、宁夏、甘肃等西部资源丰富地区，图 3-1 为我国太阳能光伏发电装机容量超过 2 万千瓦的地区分布情况及装机量。

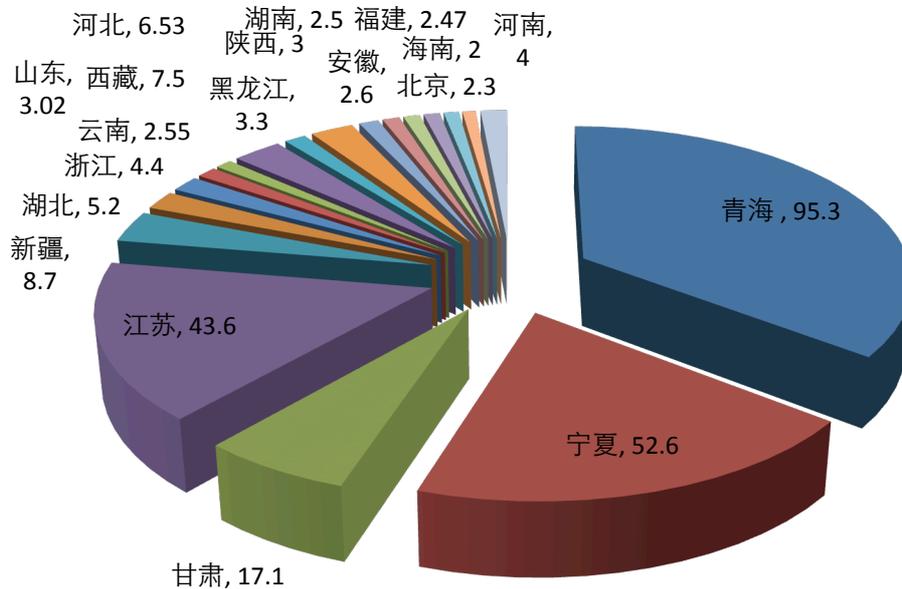


图 3-3 我国太阳能光伏发电装机容量地区分布（单位万千瓦）

从光伏发电市场应用领域分布来看，农村电气化、与建筑结合的光伏发电和大型光伏电站是我国太阳能光伏发电的主要市场。截至 2011 年底，我国大型光伏发电累计装机容量 233.9 万千瓦，占总装机容量的 79%，农村电气化、与建筑结合光伏发电等分布式发电累计装机容量为 60.87 万千瓦，占总装机容量的 21%。

随着光伏发电技术的日益成熟、成本的逐渐降低，尤其是 2009 年“光电建筑”和“金太阳”示范工程项目的实施，加快了分布式光伏发电系统在国内市场的应用。从分布式光伏发电的市场区域分布来看，江苏、浙江、山东等经济较发达地区是分布式发电的主要市场，详见

表 3-2。

表 3.2 我国分布式发电市场的区域分布

序号	省份	装机容量 (MW)	占比
1	江苏	186.07	30.57
2	湖北	52.48	8.62
3	浙江	44	7.23
4	河南	40.06	6.58
5	安徽	26	4.27
6	湖南	25	4.11
7	福建	24.7	4.06
8	河北	24.3	3.99
9	北京	23	3.78
10	山东	22.6	3.71
11	内蒙古	19.4	3.19
12	上海	19	3.12
13	宁夏	18	2.96
14	广东	16	2.63
15	江西	15	2.46
16	黑龙江	13	2.14
17	陕西	10	1.64
18	新疆	7	1.15
19	云南	5.5	0.9
20	西藏	5	0.82
21	天津	3.38	0.56
22	辽宁	3	0.49
23	甘肃	3	0.49
24	四川	2	0.33
25	新疆兵团	0.5	0.08
26	海南	0.3	0.05
27	青海	0.3	0.05
28	贵州	0.06	0.01
29	广西	0.05	0.01

3.1.3 分布式水电

分布式小水电发展情况：目前分布式水电还没有一个明确概念，依据《分布式发电管理办法》（征求意见稿）暂定义总装机容量 5 万

千瓦及以下的小水电站，接入电网电压一般在 35 千伏及以下定义为分布式小水电发电。

我国水能资源丰富，理论蕴藏量、技术可开发量和经济可开发量均居世界首位。截至 2011 年底，我国水电总装机容量达 2.3 亿千瓦（含抽水蓄能 1836 万千瓦），占全国总发电装机容量的 21.8%，年发电量为 6626 亿千瓦时，占全国总发电量的 14%。其中：小型水电站装机容量及发电量在水电中的比列不到 30%，小型水电站的总数占全国水电站总数的 90%以上。截至 2010 年底，全国共建成小水电站 4.5 万座，总装机容量 5840 万千瓦，开发率为 43%，担负着全国近二分之一国土面积、三分之一的县、四分之一人口的供电任务。其中东部地区已开发装机容量 1815 万千瓦，开发率为 79%；中部地区已开发装机容量 1224 万千瓦，开发率为 48%；西部地区已开发装机容量 2473 万千瓦，开发率为 31%。云南、福建、四川、广东、湖南、浙江、广西、湖北、江西等 9 个小水电大省，已开发装机容量均超过 200 万千瓦。全国 1/3 的省（区、市）开发率超过 50%。全国小水电开发比例 43%，高于我国水电总开发比例 32.5%。

截至 2012 年底国家电网公司经营区域内接入 35kV 及以下电压等级的小水电装机容量约 2100 万千瓦。

3.1.4 分布式生物质

我国分布式生物质能发电的技术类型主要包括垃圾焚烧发电、垃

圾填埋气发电、农林剩余物气化发电、农林剩余物直燃发电、养殖场沼气发电，发电装机容量一般不高于 1 万千瓦。主要的原料是畜禽养殖场粪便、稻壳等农业剩余物、城市生活垃圾等。

经过多年发展，我国分布式生物质发电具备了一定的基础，出现了一些技术装备企业和开发利用企业，开发利用形成了一定规模，在替代化石能源、促进环境保护、带动农民增收等方面发挥了积极作用。

我国分布式生物质能发电技术和装备整体处于起步阶段。我国的生物质能设备制造业还没有形成独立的产业制造体系，关键零部件配套能力低，当前分布式生物质能发电装备制造水平不能满足其快速发展的要求。特别是专业化、标准化的用于分布式生物质发电的锅炉、配套内燃机组等关键设备和技术缺乏，生物质发电厂自动化控制水平低，降低了系统运行的可靠性。生物质原料收集及预处理设备不配套。纯进口的成套设备无法适应我国生物质燃料品种多、燃料包装规格不规范等实际情况，普遍存在着锅炉热效率、上料系统、秸秆破碎、增加秸秆使用比例等技术瓶颈。在分布式沼气发电方面，沼气发酵、收集、发电等相关设备缺乏标准化、专业化，难以满足产业发展需求。

3.2 发展潜力

3.2.1 分布式风电

分布式风电发展潜力：我国陆上离地 50m 高度、风能功率密度大于等于 300W/m² 的风能资源潜在开发量约 23.8 亿千瓦，主要分

布在西北、华北和东北地区以及沿海地区。技术可开发面积约 20 万平方公里。按 10%资源适合于分布式风电开发计算，可开发量约为 2.38 亿 kW。我国可利用的分布式风能资源主要分布在华北、东北、东部沿海以及部分内陆区域。

分布式风电 2015 年和 2020 年发展目标。按照我国风电十二五规划目标，2015 年风电装机将达到 1 亿千瓦，每年平均将新增风电装机约 1600 万千瓦，而目前分散式风电装机规模很小，遵照集中开展和分散发展并重的原则思路，取每年平均新增装机的 40%计算。2015 年全国可分散接入电网的风电开发潜力约为 2000 万千瓦。主要开发区域为“三北”地区和南方区域。到 2020 年，中国风电装机总容量将达到 2 亿千瓦，仍按取每年平均新增装机的 40%计算，则全国可分散接入电网的风电开发潜力约为 6000 万千瓦。其中南方区域及“三北”地区仍是分布式风电的主要发展区域。

3.2.2 分布式光伏

我国太阳能资源的丰富地区约占国土面积 96%以上（太阳年总辐照量约在 1050-2450kWh/m²a 之间），大部分地区都可以安装太阳能应用系统。太阳能是典型的分散型资源，非常适合分布式太阳能发电系统的应用。

我国太阳能光伏分布式发电主要应用领域包括无电地区以及与建筑结合的太阳能发电系统。从分布式光伏发电的安装空间分析，根据测算，目前我国可安装太阳能系统的屋面面积约为 185 亿 m²，按

照 1m²屋面安装 60W 光伏系统计算(平铺实际可安装 120W，考虑了光伏阵列的间距)，光伏分布式发电的最大装机潜力达 11 亿 kW，若以 20%的屋面安装光伏系统计算，光伏系统安装量可达 2.2 亿 kW。

表 3.3 屋面太阳能发电系统安装面积测算表

单位：亿平方米

1.屋顶面积			
城市屋顶面积	22	农村屋顶面积	156
可安装光伏的城市屋顶面积	11	可安装农村的农村屋顶面积	78
东部城市	7	东部农村	32
中部城市	2.6	中部农村	28
西部城市	1.4	西部农村	18
可安装光伏的屋顶面积合计：	89		
2.南立面墙面积			
南向墙面面积	139		
可安装光伏的南立面墙面积	96.1		
东部地区	25.6		
中部地区	20.5		
西部地区	13.2		
3.可安装光伏系统的屋面面积合计	185.1		

数据来源：中国能源中长期（2030、2050）发展战略研究 可再生能源卷

结合我国“十二五可再生能源规划”，2015 年将建设 100 座新能源城市，建成 30 个新能源微电网示范工程，因此 2015 年底，规划建成分布式光伏发电系统 400 万千瓦。预计到 2020 年，建成分布式光伏发电系统 2500 万千瓦。

3.2.3 分布式水电

小水电发展潜力：中国河流众多，蕴藏着丰富的小水电资源。根据《全国农村水能资源调查评价报告（2008年）》，我国大陆地区单站装机容量5万千瓦及以下的小水电资源技术可开发量1.28亿千瓦，年发电量5350亿千瓦时，居世界第一位，广泛分布在全国30个省（区、市）的1715个山区县。东部地区技术可开发量2284万千瓦，占全国的18%；中部地区2567万千瓦，占全国的20%；西部地区最丰富，达7953万千瓦，占全国的62%。其中：西南部的四川、贵州、云南、西藏、广西、重庆等6省（区、市）是中国小水电资源最丰富的地区，拥有6193万千瓦，占全国的48.4%；西北部的内蒙古、陕西、甘肃、宁夏、青海、新疆等6省（自治区）小水电资源相对集中，拥有1760万千瓦，占全国的13.7%；东北地区小水电资源主要集中在吉林、黑龙江两省山区，拥有550万千瓦，占全国的4.3%；中部地区小水电资源主要集中在湖南、湖北、江西等省，拥有2078万千瓦，占全国的16.3%；东部地区小水电资源主要集中在浙江、福建、广东等省，拥有2217万千瓦，占全国的17.3%。

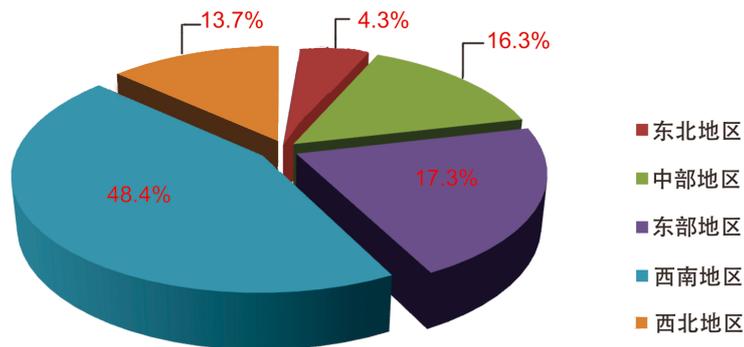


图 3-4 全国小水电资源技术可开发量地区分布图

2015 年目标：按照我国水电发展“十二五”规划，“十二五”期间（2011-2015），新增常规水电和抽水蓄能水电总装机 7400 万千瓦，到 2015 年，水电装机规模达 2.9 亿千瓦，年发电量将达到 9100 亿千瓦时。其中，新增小水电装机 1000 万千瓦。到 2015 年，全国小水电装机规模将达到 6800 万千瓦，年发电量将达到 2700 亿千瓦时。其中西部地区 3300 万千瓦，占全国的 48%；东部地区 2030 万千瓦，占全国的 30%；中部地区 1470 万千瓦，占全国的 22%。按照接入电压 35KV 等级及以下定义为分布式小水电，取十二五规划目标 40%比例计算，预计 2015 年分布式小水电开发量将达到 2500 万千瓦。

2020 年目标：根据中国中长期能源和可再生能源规划，到 2020 年，中国水电装机容量将达到 3 亿千瓦，其中小水电 7500 万千瓦，开发量占水能可开发量的 75%，基本接近发达国家水平。分布式小水电小水电目标的 40%比例计算，预计将达到 3000 万。

3.2.4 生物质分布式发电

分布式生物质能发电是生物质能发展的一种重要形式，具有很好的发展前景。一方面，小型、分散式的利用方式符合生物质因地制宜发展的特点，基于生物质能源的分布式发电系统具有提高区域能源供应能力、促进区域经济的发展、减少环境污染，以及补充方便、可再生性的优点。另一方面，与大型生物质能发电站及发电设施相比，具有投资较少、成本低、可就地消纳利用等特点，分布式生物质能发电发展对提高区域清洁能源供应能力和区域经济发展具有重要作用，特别是促进农村地区的能源清洁化利用、经济发展和生态文明建设具有十分重要的意义。从资源潜力看，我国生物质资源丰富，分布式生物质发电符合生物质能资源分散的特点，发展潜力很大。在可利用的生物质能方面，主要有农作物秸秆及农产品加工剩余物、林木采伐及森林抚育剩余物、木材加工剩余物、畜禽养殖剩余物、城市生活垃圾和生活污水、工业有机废弃物和高浓度有机废水等。我国可作为能源利用的生物质资源总量每年约 4.6 亿吨标准煤。其中，农作物秸秆及农产品加工剩余物每年约 4.6 亿吨、林业剩余物每年约 3.5 亿吨、生活垃圾约 0.8 亿吨、规模化畜禽养殖场粪便资源约 8.4 亿吨，以及大量的城镇污水污泥和工业有机废水等。目前我国的生物质能资源的能源化利用方式主要是大规模并网发电和供气，但能源利用总量仅 3000 万吨标准煤，可用于分布式生物质能发电的生物质能资源潜力巨大，分布式生物质能发电的前景十分广阔。根据国家电网公司的预测，到 2015 年，全国分布式生物质发电装机容量将达到 300 万千瓦，2020

年达到 700 万千瓦。

3.2.4 分布式发电小计

综合我国分布式风电、光伏、生物质光伏的发电潜力和发展规划，本研究对我国 2012、2015 和 2020 年分布式发电装机量、发电量及占可再生能源电力装机的比例进行了总结和预测（如表 3-4）。除了分布式水电在水电总装机中的比例略有下降外，分布式光伏、风电及生物质在对应可再生能源装机中的比例都有所增加。特别是分布式光伏占光伏总装机的比例从 2012 年的 14.71% 增长到 2020 年的 50%。

表 3.4 2012、2015、2020 分布式可再生能源发电装机及发电量

2012				
	万千瓦	年发电量 ⁵ (亿千瓦时)	总装机 万千瓦	占可再生能源 发电装机
分布式光伏	103	11.33	光伏 700	14.71%
分布式风能	48	9.6	风电 6300	0.76%
分布式水电	2376	831.6	水电 26000	9.14%
分布式生物质	141	84.6	生物质 800	17.63%
分布式总装机	2668		可再生能源 33800	7.89%
2015				
	万千瓦	年发电量 (亿千瓦时)	总装机 (万千瓦)	占可再生能 发电源装机
分布式光伏	400	44	光伏 2100	19.05%
分布式风能	2000	400	风电 10000	20.00%
分布式水电	2500	875	水电 29000	8.62%
分布式生物 质	300	180	生物质 1300	23.08%
分布式总装 机	5200		可再生能源 42400	12.26%
2020				
	万千 瓦	年发电量 (亿千瓦时)	总装机 (万千瓦)	占可再生能 源发电装机

⁵ 年发电小时数按照分布式风电：2000 小时/年；分布式光伏：1100 小时/年；分布式生物质：6000 小时/年，分布式小水电：3500 小时/年计算。

分布式光伏	2500	275	光伏	5000	50.00%
分布式风能	6000	1200	风电	20000	30.00%
分布式水电	3000	1050	水电	42000	7.14%
分布式生物质	700	420	生物质	3000	23.33%
分布式总装机	12200		可再生能源	70000	17.43%

3.3 分布式能源的战略意义

为了追求较高的能源利用效率和规模效益，传统的电力供应系统都采用“大机组、大电厂、大电网”的集中供电方式，以提高能源利用效率，实现规模效益。但是，传统的电力供应系统也存在一些弊端，例如，大系统的安全稳定控制难度增加、为满足短时峰荷而新建的发电厂和输配电设施的利用率极低、大型机组远离负荷，无法进行能源的综合梯级利用等。

随着分布式能源技术的不断提高，分布式能源系统具有的能源综合利用效率高、污染少、能耗低等优点逐步显现，目前分布式能源系统正逐步成为传统能源系统的重要组成部分。图 3-5 为分布式能源系统与传统电力系统关系示意图。

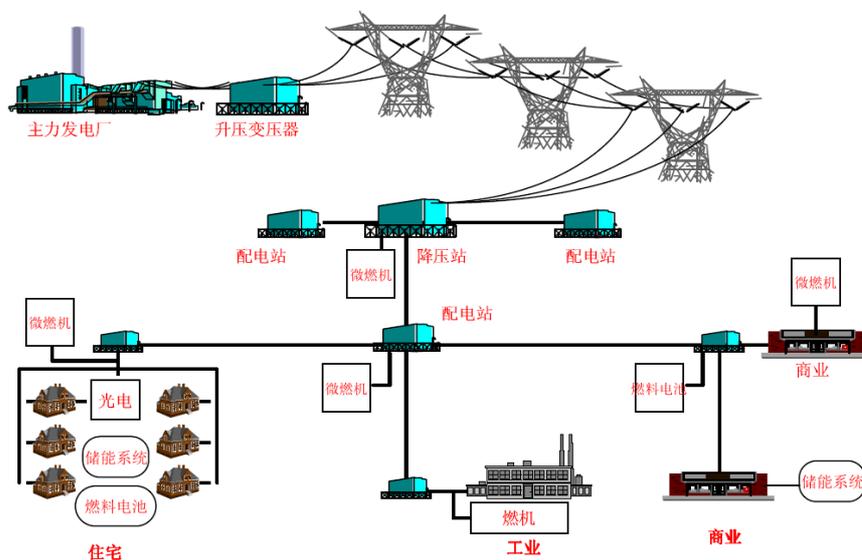


图 3-5 分布式能源系统与传统电力系统关系示意图

分布式能源在能源体系的作用和优点，主要体现在以下五个方面：

(1) 实现能源资源的优化利用，提高能源利用效率。分布式能源系统中，通过热电联产或冷热电三联产的方式，可以显著提高能源的利用效率，同时通过用户就地使用，减少了电能和热能远距离输送引起的能源损耗。从能源用户的角度来看，可以减少燃料费用开支，产生直接的经济效益；对整个社会而言，以更少的资源消耗提供了同样的能源供应，减少了对环境的影响，也带来了明显的社会效益。

(2) 促进可再生能源的开发利用，减少污染物排放。小型可再生能源发电是分布式能源系统的重要组成部分。发展可再生能源的分布式能源系统，拓展了可再生能源的利用方式，推动了可再生能源的开发。通过利用可再生能源替代部分传统能源使用量，有助于我国实现 2020 年非化石能源在一次能源消费中达到 15%左右的目标。

(3) 减少传统能源供应的压力，减少部分能源供应基础设施建设。分布式能源系统的利用，使得电能、热能的生产 and 消费在同一地点完成，不需要进行长距离的输电或输热。在能源需求相同的情况下，通过分布式能源系统的应用，可以减少部分输变电容量或输热容量，从而减少传统能源供应的压力，降低了对能源供应基础设施的要求和投资，延长了能源供应基础设施升级改造的周期，使一些地区存在的输电容量不足的问题得到解决。

(4) 通过削峰填谷，减少调峰机组的建设。用户侧的分布式能源系统还可以起到削减高峰负荷的作用。通过价格信号引导用户在用电高峰时段发电，在用电低谷时段减少分布式能源系统电力输出，

尽量使用电网低谷电，可以有效减少调峰电厂的建设需求。同时，分布式能源系统作为用户的保安和后备电源，与公用电网配合，还能够起到提高用户供电可靠性的作用。

（5）解决偏远或人口稀少地区的能源供应问题。对于偏远或人口稀少的地区，如果通过延伸电网的方式进行供电，在经济上非常不合理。但是为了提供人民的正常生活水平、保障偏远地区经济的可持续性发展，从促进社会公平等角度考虑，必须为偏远地区的人们提供电力服务。在这种情况下，无论从技术角度还是从经济角度看，采取分布式能源系统提供电力和供热等服务都是优于传统集中式能源系统的更好选择。

从国家层面来看，国家发展分布式能源的需求主要包括以下三个方面：

（1）降低能源消耗，促进节能减排。通过促进分布式能源系统的发展，可以有效地提高能源的利用效率，减少温室气体的排放，实现节能减排；

（2）保障边远地区的社会经济发展。通过在边远地区发展分布式能源系统，可以保障电网无法覆盖地区人民的生产生活的用电需求，促进当地的社会、经济发展；

（3）三是促进我国新能源产业的发展。通过鼓励分布式能源技术的应用，促进我国分布式能源技术水平的提升，从而促进我国新能源产业的发展。

对于分布式能源用户，发展分布式能源系统的需求包括：

（1）降低能源使用成本。分布式能源系统在向用户供应电力的同时，还为用户提供了热能、冷能，提高能源的综合利用效率，降低了能源的使用成本；

（2）提高了供电可靠性。对于供电可靠性和电能质量要求高的用户，如医院、芯片生产企业等，通过分布式能源系统与电网的相互配合，来满足其对用电的特殊要求。

4 分布式可再生能源发电的项目管理制度研究

4.1 重点项目管理制度案例

- 太阳能光电建筑示范项目

我国的分布式光伏项目主要是“光电建筑”和“金太阳”示范工程。2009年4月，住建部与财政部联合下发《财政部 住房城乡建设部关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见》（财建[2009]128号），启动太阳能光电建筑应用示范，重点支持太阳能光电建筑应用一体化安装且发电主要用于解决建筑用能的项目。截至2011年底，太阳能光电建筑应用示范项目完成装机容量约300MW，其中2009年约90MW，2010年100MW，2011年110MW，2012年共审批项目约95MW，预计2013年6月完成安装。近年来，光电建筑示范工程政策的支持重点和补贴标准随着光伏产品技术进步、成本下降而不断调整，见表4-1。

表 4.1 历年光电建筑示范项目政策情况

年份	申报要求	重点支持领域	补贴标准
2009	<p>1、申报主体可为项目业主单位或光电一体化产品中标企业。</p> <p>2、申报项目能在当年内开工建设，并可在两年内完工。</p> <p>3、项目申报单位已与太阳能光电产品生产企业签署中标协议。</p> <p>4、产品技术要求及其它证明材料。</p>	<p>重点支持太阳能光电建筑一体化安装且发电主要用于解决建筑用能的项目。太阳能光电建筑一体化主要安装类型包括建材型、构件型及与屋顶、墙面平行安装型。</p>	<p>对于建材型、构件型光电建筑一体化项目，补贴标准不超过 20 元/瓦；对于与屋顶、墙面结合安装型光电建筑一体化项目，补贴标准不超过 15 元/瓦；具体标准将根据项目增量成本、建筑结合程度确定。</p>
2010	<p>1、对已经取得申请补助的项目，2010 年将不再予以补助。</p> <p>2、其它同上。</p>	<p>优先支持太阳能光电建筑应用一体化程度较高的建材型、构件型项目；优先支持已出台并落实上网电价、财政补贴等扶持政策的地区项目；优先支持 2009 年示范项目进展较好的地区项目。</p>	<p>示范项目关键设备，用户侧光伏发电项目补贴比例暂定为 50%，偏远无电地区的独立光伏发电项目为 70%。示范项目建设的其他费用：用户侧光伏发电项目 4 元/瓦（建材型和构件型为 6 元/瓦），偏远无电地区独立光伏发电项目 10 元/瓦（户用独立系统 6 元/瓦）</p>
2011	<p>1、新建建筑太阳能光电建筑应用示范项目建设周期不应超过 2 年；既有建筑太阳能光电建筑应用示范项目建设周期不应超过 1 年。</p> <p>2、其它同上。</p>	<p>示范项目应以一体化程度较高的建材型光伏构件、普通型光伏构件应用为主，新建建筑光伏系统应与建筑工程同步设计、同步施工，达到光伏系统与建筑的良好结合。</p> <p>示范项目应优先考虑采用用户侧并网方式，实现自发自用。具备条件地区应加快</p>	<p>对晶体硅组件、并网逆变器以及储能铅酸蓄电池等关键设备，按中标协议供货价格的 50% 补贴至设备供货企业；对非招标产品（非晶硅组件），补贴标准按晶体硅组件最低中标协议供货价格的 50% 补贴至项目业主单位；工程安装等其它费用按照 6 元/瓦的标准补贴至项目业主单位</p>

		推广微电网共网技术示范。	
2012	<p>1、光电建筑应用示范项目，特别是太阳能光电建筑应用集中示范区，应优先采用用户侧并网方式，实现光伏发电自发自用，并推广微电网并网技术，提高光伏发电对现有电网条件的适应能力。</p> <p>2、申请光电建筑应用示范的项目均要求于2012年年底完工。</p> <p>3、其它同上。</p>	<p>鼓励在绿色生态城区的公共建筑及民用建筑集中连片推广应用光伏发电。</p> <p>依托博物馆、科技馆、体育馆、会展中心、机场航站楼、车站等建筑项目，应用一体化程度高的建材型、构件型光伏组件，光伏系统与建筑工程同步设计、同步施工，达到光伏系统与建筑的良好结合。建筑本体应达到国家或地方建筑节能标准。</p>	<p>对建材型等与建筑物高度紧密结合的光电一体化项目，补助标准暂定为9元/瓦，对与建筑一般结合的利用形式，补助标准暂定为7.5元/瓦</p>

太阳能光电建筑应用示范项目的具体组织实施主要依托地方财政和住房城乡建设部门进行，申报单位需报送示范项目申报报告和示范项目申报书。申报程序是由申报单位向项目所在地财政、住房城乡建设主管部门提交项目申报材料，当地财政、住房城乡建设主管部门盖章后报所在省、自治区、直辖市、计划单列市的财政、住房城乡建设主管部门。省级财政、住房城乡建设主管部门对辖区范围内的申报项目进行审查汇总，并在规定时间内，将项目申报文件及项目资金申请汇总表报送至财政部经济建设司、住房和城乡建设部建筑节能与科技司；将有关项目申报材料及其电子文档报送至可再生能源建筑应用项目管理办公室。具体见图4-1。

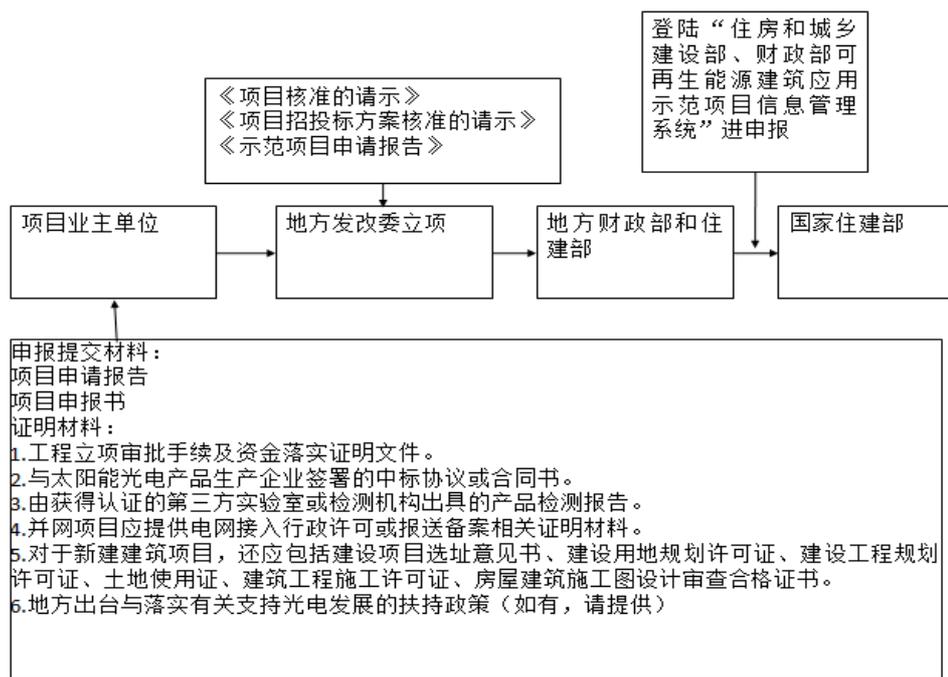


图 4-1 光电建筑示范项目申报流程

太阳能光电项目确定后,项目业主单位或太阳能光电产品生产企业申请资金时,需提供项目目立项审批文件、太阳能光电建筑应用技术方 案、太阳能光电产品生产企业与建筑项目等业主单位签署的中标协议等材料。申请的补助资金确定后,财政部将项目补贴资金总额预算的 70%下达到省级财政部门,由省级财政部门会同建设部门及时将资金落实到具体项目。示范项目竣工验收达到预期效果的,财政部将拨付余下 30%补贴资金。

(2) 金太阳示范项目

2009 年,财政部、科技部、国家能源局联合印发了《关于实施金太阳示范工程的通知》(财建[2009]397 号),旨在推动我国太阳能光伏应用的示范工程,重点支持大型工矿、商业企业以及公益性事业单位利用既有建筑建设光伏发电项目,在配电侧并网,所发电量主要

由企业自己使用，大大推动了我国分布式光伏发电的发展。截至 2011 年底共有约 1170MW 的光伏项目纳入了金太阳示范工程的补助，其中 2009 年项目为 206MW，2010 年为 272MW，2011 年为 692MW，各省区的金太阳项目安装量见表 4-2。

表 4.2 各省区金太阳项目容量情况

省份	2009 年		2010 年		2011 年	
	数量	批复容量	数量	批复容量	数量	批复容量
北京	2	1.36	2	14.91	12	51
天津	0	0	6	17.01	4	17.7
河北	2	11.48	2	10.37	6	24.04
山西	2	15	3	11.84	4	6.3
内蒙古	7	10.46	1	7.5	8	33.53
辽宁	1	2.99	2	21.04	1	3
黑龙江	1	10	2	3.99	1	26
上海	0	0	1	10	2	32.12
江苏	6	8.7	2	8.54	6	61.42
浙江	19	17.42	4	20.91	8	33.61
安徽	13	13.6	2	15.63	3	32.8
福建	3	6.8	0	0	3	13.22
江西	13	20.67	3	15.95	6	27.27
山东	6	21	3	21.5	6	62
河南	8	7.38	2	18.57	6	29.88
湖北	2	4.8	1	10.59	1	12.51
湖南	2	1.45	1	20.83	7	26.38
广东	4	10.18	3	18	15	72
广西	0	0	1	3	4	49.65
海南	0	0	1	2.5	2	25
四川	0	0	0	0	3	2.41
云南	3	9.03	0	0	3	12.87
陕西	2	10.71	2	2.3	7	14.45
甘肃	3	13.75	1	2.81	1	0.46
青海	0	0	1	1.2	8	19.49
新疆	4	2.7	2	9	1	2.28
西藏	1	1.95	1	2.55	1	0.83
兵团	1	5	1	1.2	0	0
合计	105	206.43	50	271.72	129	692.2

（注：批复容量指通过国务院财政主管部门资格审定，可在落实具体技术条件后直接申请资金的容量）

金太阳示范项目的申报程序是项目实施单位按有关要求编制项目实施方案，按属地原则上报省级财政、科技、能源主管部门。省级财政、科技、能源主管部门对项目申请材料进行审核，将符合条件的项目汇总上报财政部、科技部、国家能源局。财政部、科技部、国家能源局组织对项目进行评审，公布示范项目目录，并按规定核算补助额度，按程序下达预算。示范项目在完成项目建设批复、资金落实、电网接入批复等手续后，向所属地省级财政、科技、能源主管部门提交详细的建设计划后，由财政部门拨付补助资金的 70%。等项目竣工验收后拨付补助资金剩下的 30%。

金太阳示范工程申报的一般流程是项目单位准备材料，报省（直辖市）级发改委立项批复，然后报省（直辖市）财政厅、科技厅、能源局盖章，最后上报国家财政部、科技部和能源局。准备的资料及涉及的部门详见专栏 1。

专栏 1：金太阳工程项目申报需要的材料及涉及的相关部门

需准备的资料	对应部门
可行性研究报告	项目单位
工程实施方案	项目单位
财政补助资金申请报告	财政部门
电力部门准许并网意见	电网公司
融资方案、自有资金、银行贷款等资金落实证明	银行
环保部门环境影响报告书	环保部
建设用地规划许可证	国土部门 规划部门 住建部门
建设工程规划许可证	
土地使用证 (新建建筑或占用新的土地)	
建筑工程使用许可证	
关键设备中标协议、购销合同等文件	设备供应商
关键设备的检测认证报告	检测机构

目前金太阳工程项目在项目申报程序上采用国家集中申报、并由国家集中评审的方式进行，因此各个金太阳项目先由国家批复，然后在项目所在地完成项目建设前的手续，这样相对于单个项目的逐级申报程序大大加快了申报速度。但是目前金太阳工程在办理并网手续时还存在较大的困难，由于没有具体的光伏项目并网操作细则，因此各

地在办理金太阳项目并网时还存在障碍，随着近期国家电网出台了相关光伏系统并网的相关文件，并网的问题正在逐渐解决当中。

总之金太阳示范项目和光电建筑示范工程采取的政策都是初投资补贴，注重项目的建设，而对于项目建设质量及建设完工后的项目运营没有明确的管理程序，从而导致太阳能光伏项目建成之后的项目质量缺乏监管，容易导致项目电站寿命短、监管不力等问题，因此还需要不断改进和完善太阳能光伏发电项目的支持政策。

4.2 项目前期管理程序

4.2.1 当前我国投资项目管理体制简述

2004年7月，国务院颁布了“国发[2004]20号”《国务院关于投资体制改革的决定》，据此，我国当前投资项目的审核体制主要分为三类：审批制、核准制、备案制。

审批制：政府投资建设的项目往往关乎国家安全和社会公众利益，且该等项目还常常涉及到不能由市场自发主动的进行有效配置的经济和社会领域。因此，对于政府直接投资或以资本金注入方式投资的项目，需报送审批项目建议书和可行性研究报告。对于投资补贴、贷款贴息、转贷的项目，只审批资金申请报告。

核准制：核准制适用于不使用政府性资金投资建设的重大和限制类固定资产投资项。在《国务院关于投资体制改革的决定》附件——《政府核准的投资项目目录》（2004年本）中，对核准制的适用范围做了说明，规定：“由国务院投资主管部门核准”的项目，由

国务院投资主管部门会同行业主管部门核准，其中重要项目报国务院核准；“由地方政府投资主管部门核准”的项目，由地方政府投资主管部门会同同级行业主管部门核准。省级政府可根据当地情况和项目性质，具体划分各级地方政府投资主管部门的核准权限，但《投资目录》明确规定“由省级政府投资主管部门核准”的，其核准权限不得下放。

备案制：除国家法律法规和国务院专门规定禁止投资的项目以外，不使用政府性资金投资建设《投资目录》以外的项目适用备案制。对于实行备案制的项目，企业仅需按属地原则向地方主管部门备案即可。

表 4.3 投资项目审核基本要素表

投资项目类型	资金投入方式	项目申请文件	行政许可方式
政府投资项目	直接投资	项目建议书	审批
	资本金注入	可行性研究报告	
	投资补贴	资金申请报告	
	转贷		
	贷款贴息		
企业投资项目	企业自筹资金	项目申请报告	核准
		项目备案手续	备案

国务院办公厅颁布实施的《国务院办公厅关于加强和规范新开工项目管理的通知》（国办发[2007]64号）分别对实行审批制、核准制及备案制的项目管理流程做了规定，强调了投资项目管理适用由发展和改革委员会、城乡规划部门、国土资源部门、环境保护部门、建设部门、统计部门等各单位密切配合的管理机制。据此，一般的项目管理

流程为：

审批制：项目单位首先向发展改革等项目审批部门报送项目建议书，依据项目建议书批复文件分别向城乡规划、国土资源和环境保护部门申请办理规划选址、用地预审和环境影响评价审批手续。完成相关手续后，项目单位根据项目论证情况向发展改革等项目审批部门报送可行性研究报告，并附规划选址、用地预审和环评审批文件。项目单位依据可行性研究报告批复文件向城乡规划部门申请办理规划许可手续，向国土资源部门申请办理正式用地手续。

核准制：项目单位分别向城乡规划、国土资源和环境保护部门申请办理规划选址、用地预审和环评审批手续。完成相关手续后，项目单位向发展改革等项目核准部门报送项目申请报告，并附规划选址、用地预审和环评审批文件。项目单位依据项目核准文件向城乡规划部门申请办理规划许可手续，向国土资源部门申请办理正式用地手续。

备案制：项目单位必须首先向发展改革等备案管理部门办理备案手续，备案后，分别向城乡规划、国土资源和环境保护部门申请办理规划选址、用地和环评审批手续。

4.2.2 现行分布式能源发电项目管理体制

2011年，国家能源局发布《分布式能源发电管理办法》（征求意见稿），对分布式能源发电项目的定义、建设规划、项目建设、接入电网、运行管理等做了基本规定。

按照上述意见，分布式能源项目管理可以分成国家和地方两个层

面。在国家层面，国务院能源主管部门会同有关部门制定全国分布式发电产业政策，发布技术标准和工程规范，指导和监督各地区分布式发电的发展规划、建设和运行；在地方层面，各省（区、市）能源主管部门会同有关部门，根据各种可用于分布式发电的资源情况和当地用能需求，编制本省（区、市）分布式发电综合规划，明确分布式发电各重点领域的发展目标、建设规模和总体布局等。

因此，在现行体制下，项目前期管理程序一般包括：

1) 国家能源局根据能源资源和市场需求情况，制定全国统一规划，实施总量控制，并按计划组织在全国范围内实施。

2) 各省级主管部门根据各地区实际情况，制定本地区发展规划和核准办法，负责本地分布式发电站的核准，并报国家能源局备案；规划外项目报国家能源局核准。

3) 项目申请单位需依照有关规定开展项目前期所需各项准备工作并取得支持性文件；需要提交的核准材料包括：申请报告、环评批复文件、土地预审意见（土地使用证）、燃料供应、电力接入、消防安全以及其他必要的支持性文件。

4) 电网企业制定分布式发电站接入电力系统相关技术规定及管理办法，负责为符合条件的分布式发电站提供接入电网的服务，并与项目单位签订并网协议，全额收购上网电量。

5) 省级能源主管部门按照有关规定对项目申请进行核准审查。审查通过后，向项目申请单位出具项目核准文件，并抄送相关部门。

4.2.3 风电场、光伏电站现行项目前期管理程序

经过多年的发展，风电场的项目开发已经形成较为成熟的开发模式，借助于金太阳工程等示范项目的带动，屋顶光伏电站也获得了较快的发展，在现阶段我国还没有出台专门分布式发电项目管理办法的背景下，上述研究可以为分布式能源项目管理提供基本参照。

● 风电场立项程序

根据国家发展和改革委员会 2005 年颁布的《风电场工程前期工作管理暂行办法》，风电场项目的立项程序一般为：

- 1) 风能资源评价。以气象部门为主，对风能资源进行分析和评价，估算储量和技术开发量。
- 2) 风电场工程规划。全国风电场规划由国家发展改革委组织编制，各省(区、市)由各地发展改革委负责组织编制，选定风电场场址，拟定开发规划；业主单位编制项目建议书，报上级主管部门批复立项。
- 3) 风电场工程预可行性研究。初步研究风电场建设的可行性和建设方案。
- 4) 风电场工程可行性研究。研究和确定风电场建设的可行性和建设方案，包括地质、环境保护、消防、土地征用、工程管理等工作，是政府核准风电项目建设的依据。
- 5) 发改委核准风电场工程可行性研究报告的主要支持性文件：省级以上政府通过的项目规划；省或国家环保部门出具的环境影响报告书或批复文件；省或国家水利部门出具的水土保

持方案批复文件；省或国家国土资源部门出具的建设项目用地审批意见；省或国家文物部门关于文物调查勘探的批复；省电力部门出具的接入系统报告；金融机构贷款承诺函。

● 屋顶光伏发电系统立项程序

目前中国正在实施的屋顶光伏项目主要有住建部和财政部主持的“光电建筑”项目和财政部、科技部、能源局主持的“金太阳示范工程”。这两个项目都是采用初投资补贴，立项程序基本一致。这两个项目目前的立项程序如下：

- 1) 由项目主管部门按年度适时公布项目申报通知，申报通知中明确项目申报原则，申报文件要求和项目申报期限；
- 2) 由省项目主管部门对项目业主提交的项目及项目申报文件进行初步审查，对通过省内审查的项目进行汇总，统一上报国家项目主管部门；
- 3) 国家项目主管部门组织专家对各省区上报的项目及申报文件进行评审；
- 4) 对于通过评审的项目，国家项目主管部门予以公布，并向省区项目主管部门下发通知并拨付补贴资金的 70%；
- 5) 项目建成后，通过验收，国家下拨剩余 30% 补贴资金。

4.2.4 小结

从上述分析可以看出，如果按照传统的项目管理办法来管理分布式发电项目，势必会大大增加项目申报流程的复杂性，如果牵涉到土

地问题，复杂性更是大大增加；从实际项目管理的经验来看，分布式能源装机一般规模较小、占地面积小、基本在用户侧接入、对大电网影响较少，旧的管理方法不能够充分适应分布式发电的特点，无法有效的促进分布式发电的快速发展，发挥出应有的优势。

因此，建议针对分布式能源项目的特点，制定科学、合理、操作性强的立项管理办法，对项目行政许可程序进行优化，减少项目立项成本。

● 区别立项管理的审查重点

对于需要并网和/或享受优惠政策的分布式能源项目，需由政府有关部门进行立项管理。

对于需要并网的分布式能源项目，为了保证公共电网的安全，在项目立项阶段需要由电网企业对接网方案进行确认后，方可正式立项。

对于并网且上网的分布式能源项目，则必须严格按照公用电网安全运行的要求，配置调度、通信、自动化、继电保护等设备和措施。除了签订《并网调度协议》之外，还必须签订《购售电合同》。

对于申请享受优惠政策的分布式能源项目，立项审批过程中需要重点对项目的能效水平和环境影响情况进行审查，并且需要在项目的整个运行周期内进行监督，确保项目符合节能环保的基本原则。

● 明确立项管理的责任主体和流程

对于需要政府进行立项管理的分布式能源项目，其总体立项流程如下：

1) 项目投资方开展项目初可研工作。

2) 项目投资方向政府有关部门提交立项申请，取得同意后开展前期工作。

3) 项目投资方开展项目可研工作，并通过消防部门、环保部门关于消防安全、环境影响的审查。此外，对于并网的项目，需要由电网企业确认；对于需要享受优惠政策的项目需要向政府有关部门指定的机构提交项目设计文件，由该机构对项目的能效水平、环境影响情况进行评估，并出具评估报告。

4) 项目业主在上述审查意见基础上编制项目申请报告，递交政府有关部门进行审批。政府有关部门根据上述相关材料，决定是否核准项目实施，并下达立项批复。

4.3 项目建设管理程序

在项目核准后，项目业主组织项目小组或者项目公司，根据工程总计划进行项目建设。依照现行管理办法，分布式能源项目建设的一般流程为：

- 获得开工许可。根据项目实际情况，申请规划、建设等相关部门的规划许可、建筑施工许可等。
- 组织招标工作。组织考察设备和施工、建设等单位，落实资金到位，准备设备等招标工作，并签订相应合同。
- 组织工程施工。根据实际情况，合理安排工期，包括土建工程、

电气工程、并网工程、道路、绿化等，保证工程进度。

- 设备试运行。进行设备的安装和调试，开展试运行。
- 项目验收。在试运行后，对项目进行竣工后的工程验收，验收合格后进入正式运行阶段。项目验收合格后需要报相应上级主管部门备案。

4.4 现有的并网管理制度

2012年10月，国家电网公司印发《国家电网公司关于印发分布式光伏发电并网方面相关意见和规定的通知》（国家电网办〔2012〕1560号），正式发布《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见（暂行）》、《关于促进分布式光伏发电并网管理工作的意见（暂行）》和《分布式光伏发电接入配电网相关技术规定（暂行）》。两个意见和一个规定明确了分布式光伏供电系统的界定标准，简化了并网程序，明确了明确工作时限，简化了接入技术要求等，大力支持和促进分布式光伏供电系统发展。

《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见（暂行）》明确的适用范围：位于用户附近，所发电能就地利用，以10千伏及以下电压等级接入电网，且单个并网点总装机容量不超过6兆瓦的光伏发电项目。

（1）一般原则

1. 电网企业积极为分布式光伏发电项目接入电网提供便利条件，为接入系统工程建设开辟绿色通道。接入公共电网的分布式光伏发电

项目，接入系统工程以及接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电项目，接入系统工程由项目业主投资建设，接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设（西部地区接入系统工程仍执行国家现行投资政策）。

2. 分布式光伏发电项目并网点的电能质量应符合国家标准，工程设计和施工应满足《光伏电站设计规范》和《光伏电站施工规范》等国家标准。

3. 建于用户内部场所的分布式光伏发电项目，发电量可以全部上网、全部自用或自发自用余电上网，由用户自行选择，用户不足电量由电网企业提供。上、下网电量分开结算，电价执行国家相关政策。

4. 分布式光伏发电项目免收系统备用容量费。

（2）并网服务流程

1. 地市或县级电网企业客户服务中心为分布式光伏发电项目业主提供并网申请受理服务，协助项目业主填写并网申请表，接受相关支持性文件。

2. 电网企业为分布式光伏发电项目业主提供接入系统方案制订和咨询服务，并在受理并网申请后 20 个工作日内，由客户服务中心将接入系统方案告知项目业主，项目业主确认后实施。

3. 10 千伏接入项目，客户服务中心在项目业主确认接入系统方案后 5 个工作日内，向项目业主提供接入电网意见函，项目业主根据接入电网意见函开展项目核准和工程建设等后续工作。380 伏接入项目，双方确认的接入系统方案等同于接入电网意见函。

4. 分布式光伏发电项目主体工程 and 接入系统工程竣工后，客户服务中心受理项目业主并网验收及并网调试申请，接受相关材料。

5. 电网企业在受理并网验收及并网调试申请后，10个工作日内完成关口电能计量装置安装服务，并与项目业主（或电力用户）签署购售电合同和并网调度协议。合同和协议内容执行国家电力监管委员会和国家工商行政管理总局相关规定。

6. 电网企业在关口电能计量装置安装完成后，10个工作日内组织并网验收及并网调试，向项目业主提供验收意见，调试通过后直接转入并网运行。验收标准按国家有关规定执行。若验收不合格，电网企业向项目业主提出解决方案。

7. 电网企业在并网申请受理、接入系统方案制订、合同和协议签署、并网验收和并网调试全过程服务中，不收取任何费用。

具体的并网流程如下：

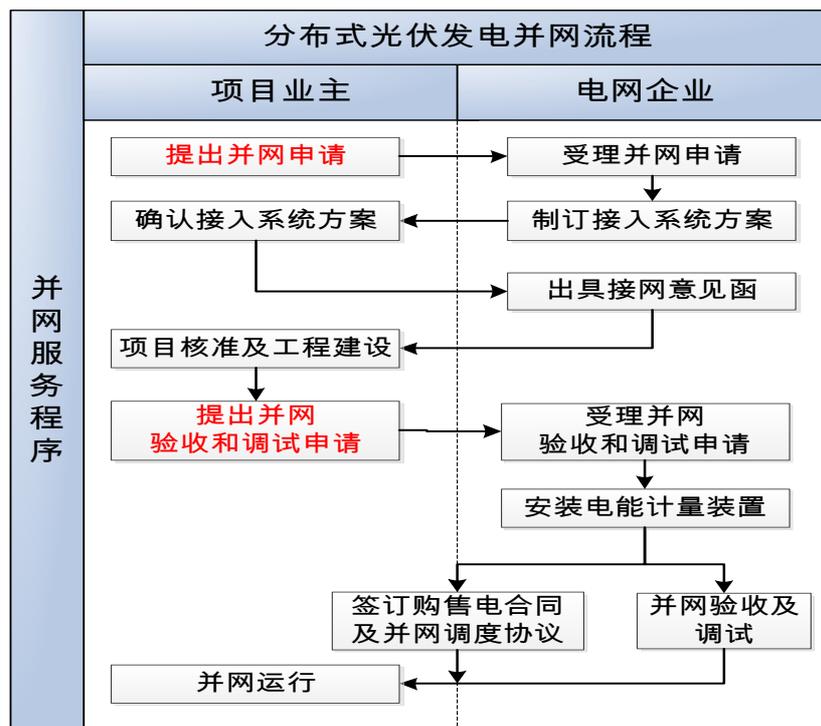


图 4-2 分布式光伏发电并网流程

4.5 项目运行管理程序

4.5.1 项目信息管理制度

根据《中华人民共和国可再生能源法》和《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》、《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》等法律法规，我国可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况有区别的制定。

- 可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式解决。
- 可再生能源电价附加由国务院价格主管部门核定，按电力用户实际使用的电量计量，由电网企业代取，单独记账，专款专用；
- 可再生能源电价附加由财政部驻各省、自治区、直辖市财政监察专员办事处(以下简称专员办)按月向电网企业征收，实行直接缴库，收入全额上缴中央国库。
- 符合条件的可再生能源发电企业、可再生能源发电接网工程项目单位、公共可再生能源独立电力系统项目单位，按属地

原则向所在地省级财政、价格、能源主管部门提出补助申请。

省级财政、价格、能源主管部门初审后联合上报财政部、国家发展改革委、国家能源局。

- 财政部根据可再生能源电价附加收入、省级电网企业和地方独立电网企业资金申请等情况，将可再生能源电价附加补助资金拨付到省级财政部门；
- 省级财政部门按照国库管理制度有关规定及时拨付资金。
- 可再生能源电价附加补助资金原则上实行按季预拨、年终清算。省级电网企业、地方独立电网企业根据本级电网覆盖范围内的列入可再生能源电价附加资金补助目录的并网发电项目和接网工程有关情况，于每季度第三个月 10 日前提出下季度可再生能源电价附加补助资金申请表，经所在地省级财政、价格、能源主管部门审核后，报财政部、国家发展改革委、国家能源局。

针对这些特点，目前风电等采用可在能源电价附加政策的项目运行信息管理主要分为两类：

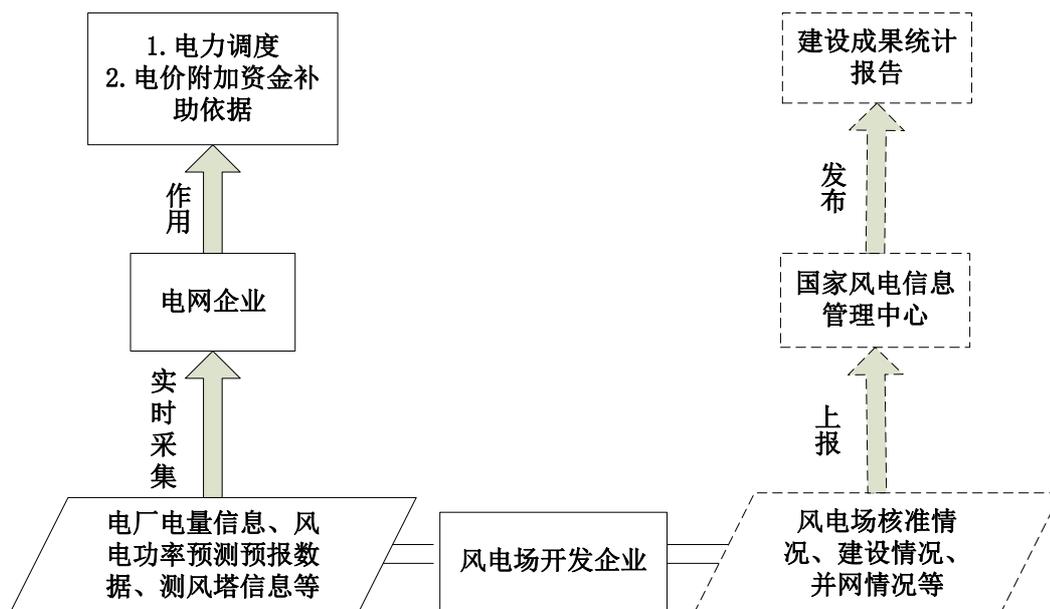


图 4-3 采用可再生能源电价附加政策的典型项目信息流程图

一、电厂并网调度运行、电量交易等信息管理。为了更好地对风电场电力调度，提高风电并网运行技术，目前一般要求风电场安装自动有功控制（AGC）系统、无功电压自动控制（AVC）系统、电厂电表计量装置、测风塔信息采集系统、风电场功率预测预报系统等，并通过信息采集设备实时将采集信息通过电网内部专线反馈至电网企业。同时，电网企业、发电企业利用销售上网电量发票和电厂上网电量计量装置等完整地记载和保存发电上网交易电量、价格和金额等有关资料。

二、产业发展信息化管理。为推进风电信息化建设，国家能源局以《关于国家风电信息管理中心建设的复函》（国能新能【2009】22号）批准水电水利规划设计总院建设国家风电信息管理中心。按照《风电信息管理中心暂行办法》（国能新能【2011】136号）相关要求。各风电开发企业安排专职信息员按月定期将风电场核准情况（核准时

间、装机容量等)、建设情况(开工时间、竣工时间、建设周期、资金使用情况等)、并网情况(并网时间、装机规模、上网电量等)信息,设备制造单位将机组型号、单机容量、吊装台数、吊装容量等信息,通过国家风电信息上报系统在线提交各风电相关信息,国家风电信息管理中心在汇总、校核和分析后,编制半年、全年风电建设成果统计报告,并上报国家能源主管部门实时发布,为各级政府和相关单位提供信息支持,促进全国风电产业健康发展。同时根据《国家能源局关于印发可再生能源电价附加资金补助项目审查确认管理暂行办法的通知》(国能新能【2012】78号),水电水利规划设计总院对光伏、生物质项目的相关信息也进行着手动录入的信息统计工作。

对于其他不采用可在能源电价附加政策的可再生能源项目,因目前对产业信息化管理没有明确的文件要求,一般仅有电厂并网调度运行、电量交易等信息管理,相对缺少产业发展信息化管理,如图*-*采用可再生能源电价附加政策的典型项目信息流程图所示,不含虚线部分。

根据《国家能源局关于加强金太阳示范项目并网管理的通知》国能新能【2011】337号文,金太阳项目单位会建立实时运行监控系统,及时向金太阳项目远程监控中心与当地电网调度机构传送相关信息。

4.5.2 可再生能源发电补贴的管理制度

➤ 管理部门与职责

根据《中华人民共和国可再生能源法》和《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》、《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》等法律法规，我国可再生能源发电项目的主要管理部门和职责是：

- 国家发展和改革委员会。负责可再生能源发电项目上网电价的制定和调整，可再生能源电价附加征收标准的制定和调整。
- 国家能源局。负责可再生能源发电项目的规划制定、核准备案。
- 财政部。负责可再生能源补贴资金（现统一为可再生能源专项基金）的管理和拨付，包括可再生能源电价附加、可再生能源能源专项资金。可再生能源电价附加由财政部驻各省、自治区、直辖市财政监察专员办事处(以下简称专员办)按月向电网企业征收，实行直接缴库，收入全额上缴中央国库，具体的操作规定可以参见《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》。
- 电网公司。负责可再生能源发电电量的计量工作，可再生能源电价附加的代理征收工作。
- 电监会。负责可再生能源发电项目日常运行的监督，发电量

的统计。

- 地方主管部门，包括地方发展改革委（能源局）、财政厅、电力公司。负责本地区可再生能源发电项目的相应管理工作，包括项目核准、资金支付、电量计量等。

➤ 一般流程

根据《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》、《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》等相关规定，目前，可再生能源补贴管理的一般流程为：

1) 申请补贴

符合条件的可再生能源发电企业、可再生能源发电接网工程项目单位、公共可再生能源独立电力系统项目单位，按属地原则向所在地省级财政、价格、能源主管部门提出补助申请。省级财政、价格、能源主管部门初审后联合上报财政部、国家发展改革委、国家能源局。

申请补助的项目必须符合以下条件：

- 属于《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发〈可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法〉的通知》规定的补助范围。
- 按照国家有关规定已完成审批、核准或备案，且已经过国家能源局审核确认。
- 符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复。

2) 项目审核

财政部、国家发展改革委、国家能源局对地方上报材料进行审核，并将符合条件的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录。

补助标准：

- 可再生能源发电项目上网电量的补助标准，根据可再生能源上网电价、脱硫燃煤机组标杆电价等因素确定。
- 可再生能源发电项目、接网工程及公共可再生能源独立电力系统的价格政策，由国家发展改革委根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整。

3) 补贴拨付

财政部根据可再生能源电价附加收入、省级电网企业和地方独立电网企业资金申请等情况，将可再生能源电价附加补助资金拨付到省级财政部门；省级财政部门按照国库管理制度有关规定及时拨付资金。

➤ 实际操作流程

综上，可再生能源补贴资金申领和拨付的实际操作流程应为：

- a) 省级电网企业、地方独立电网企业应根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，按月与可再生能源发电企业结算电费。
- b) 年度终了后 1 个月内，省级电网企业、地方独立电网企业、公共可再生能源独立电力系统项目单位，编制上年度可再生能源电价附加补助资金清算申请表，报省级财政、价格、能

源主管部门，并提交全年电费结算单或电量结算单等相关证明材料。

- c) 省级财政、价格、能源主管部门对企业上报材料进行初步审核，提出初审意见，上报财政部、国家发展改革委、国家能源局。
- d) 财政部会同国家发展改革委、国家能源局组织审核地方上报材料，并对补助资金进行清算。
- e) 财政部根据可再生能源电价附加收入、省级电网企业和地方独立电网企业资金申请等情况，将可再生能源电价附加补助资金拨付到省级财政部门。省级财政部门按照国库管理制度有关规定及时拨付资金。

➤ 预算管理

按照中央政府性基金预算管理要求和程序，财政部会同国家发展改革委、国家能源局编制可再生能源电价附加补助资金年度收支预算。

➤ 时间要求

可再生能源电价附加补助资金原则上实行按季预拨、年终清算。省级电网企业、地方独立电网企业根据本级电网覆盖范围内的列入可再生能源电价附加资金补助目录的并网发电项目和接网工程有关情况，于每季度第三个月 10 日前提出下季度可再生能源电价附加补助资金申请表，经所在地省级财政、价格、能源主管部门审核后，报财政部、国家发展改革委、国家能源局。

小结：

可再生能源补贴政策自施行以来，从 2007 年开始截至 2012 年，我国陆续成功实施了 8 期可再生能源电价附加调配工作，为迅速发展的可再生能源产业提供了充足的资金保障，促使可再生能源在全国各地的蓬勃发展。

然而，可再生能源补贴政策在实施过程中仍存在着一些问题，主要集中在补贴的完整性、发放的及时性等方面，影响了政策的执行效果。

因此，建议：

- **明确补贴操作程序和实施时限，实行按月预拨、年终结算。**

电价以及补贴是可再生能源发电项目的收入来源，对于投资商而言，是投资决策最重要参考数据。如果没有明确的补贴额度和时限，将无法准确计算投资效益，从而影响投资决策。

补贴的金额和时效确定后，补贴操作程序将成为决定政策贯彻落实最重要的影响因素，目前有些补贴政策在操作程序方面存在的问题。如 2006 年 1 月出台了《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，明确了可再生能源发电上网电价，但是没有配套的操作程序公布，导致可再生能源发电企业虽然已知可以获得电价补贴，但无法得到电价补贴。直到 2007 年 1 月出台了《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》，方才解决了可再生能源发电企业和电网企业获得补贴的具体操作程序问题。到 2007 年 9 月，国家发改委颁布了《关于 2006 年度可再生能源电价补贴和配额交易方案的通知》(发改价格

(2007)2446号),企业正式获得2006年1-12月的补贴资金,获得资金的时间大大滞后,流动资金不能及时回笼,严重影响了经济效益。

未来可再生能源补贴政策的出台,不仅要明确补贴的金额和时效,而且应该同时明确补贴的管理程序,才能使补贴政策及时发挥作用。

5 分布式可再生能源的经营模式研究

5.1 电价补贴模式

5.1.1 固定上网电价、统购统销模式

基本特点

对于所有的光伏电量都是按照固定的上网电价卖给电网,不管光伏电量是在本地消纳的,还是通过电网送出的。这种模式下,不同规模的光伏系统可能并入不同的电网等级,不同建筑上的光伏系统的自用电量比例可能不同,但所有的光伏电量的价值是相同的,自发自用电量和并入电网电量的电价是相同的。

光伏电量补贴额 = 光伏固定上网电价 - 燃煤标杆上网电价

用户侧并网的分布式光伏发电,其并网点在用户用电电表的电网一侧,意味着所有光伏电量统统馈入公共配电网,全部按照上网电价卖给电网,虽然光伏电量也直接被用户用掉,但光伏电量也是通过电网卖给用户的。

该模式的优点如下:

- 1) 管理程序操作简单易行。由于是统购统销，全部以“上网电价”卖给电网，发电量的计量、电价结算、补贴资金的发放等程序都简单易行，政府项目监管和资金发放管理程序简单。
- 2) 鼓励任何形式的用电模式和并网模式，能够充分挖掘屋顶光伏系统的发电潜力。由于光伏上网电价固定，与用户的用电电价无关，与自用电的比例无关，不受建筑类型的影响，对任何光伏发电项目都一视同仁。
- 3) 电网企业的收益固定、有保障，有可能获得非正常收益。统购统销模式中，对光伏开发商是作为发电企业管理，发电和供电是两条线管理，电网企业的售电量不受影响。对电网企业来说，光伏电力的收购电价是燃煤标杆电价，基本上没有电力输送、线损成本，以少许的接网成本(多数并入配电网)，即可以用户电价售出，收益是明显的，光伏电力的度电售电效益明显好于煤电售电效益，收到电网企业的欢迎。
- 4) 光伏发电的预期收入稳定，项目开发商的收益有保证。电网公司以固定上网电价全部收购光伏电力，使光伏项目开发商能够有效规避光伏发电量与电力负荷不匹配而被迫弃电的风险、25年的寿命期中电力负荷大幅度变化甚至消失的风险等等，从而保证项目的收益。
- 5) 稳定的预期收入，有利于光伏发电项目从银行获得贷款、以及项目建成后的收并购活动，从而建立光伏发电项目的灵活、

有保障的投资资金进入和推出渠道，从而吸引更多的流动资金。

- 6) 光伏项目开发商的售电合法且收费有保障。光伏项目开发商只与电网公司（代表国家）发生电费交易，既不违反《电力法》一个营业区只能有一个电力销售商的规定，也不存在收费困难的问题。
- 7) 第三方开发无障碍。由于是发电和用电两条线，光伏发电商与电力用户不是同一业主，也不受影响。该模式对于第三方的介入是非常有利的。

该模式主要有两个缺点：

- 1) 国家要拿出更多的补贴资金。该模式下，国家补贴的基准是燃煤标杆上网电价（0.3-0.4 元/kWh），国家的度电补贴标准是分布式光伏固定上网电价(1.2 元/kWh)与燃煤标杆上网电价的差值,约为 0.8-0.9 元/kWh。补贴标准远高于以用户用电价格为基准的补贴标准，目前我国工商业用电电价为 0.8 元/kWh、公共事业单位用电电价为 0.6 元/kWh、农业用电和居民用电为 0.4-0.5 元/kWh。

根据专家的测算，假设 2013 年东部工商业用户用电电价 0.9 元/kWh，以后每年递增 5%；分布式光伏 20 年合理固定上网电价为 1.3 元/kWh，国家固定度电补贴标准 0.4 元/kWh；2013 年光伏装机容量达到 10GW，年发电小时数 1100 小时，90% 自用，20 年累计需要补贴资金 1426 亿元。远低于固定度电

补贴电价的 788 亿元。

- 2) 无法鼓励分布式发电的就地消纳。该模式对所有的自发自用电量 and 并网电量一视同仁，由于直接并入电网的技术要求更简单，会成为多数光伏发电商的首选，从而忽视对当地电力负荷的研究和设计。而分布式发电的最大优势就是就地生产、就地消纳。

5.1.2 固定上网电价、浮动补贴电价模式

● 基本特点

对于所有的光伏电量都是按照固定的上网电价收购，鼓励自发自用，自发自用电量在用户用电电价的基础上给予度电光伏补贴，并网电量在燃煤标杆上网电价的基础上给予度电光伏补贴。

对光伏开发商而言，光伏发电上网电价是固定的。对国家而言，每年光伏电量的补贴标准是变化的，因为补贴的基准（每年用户用电电价和燃煤标杆上网电价）是变化的。

$$\text{光伏电量补贴额} = \text{光伏固定上网电价} - \text{用户用电电价}$$

随着用户用电电价和燃煤标杆上网电价的提高，补贴幅度逐年下降，达到平价后则不再补贴。

● 该模式的优点

- 1) 光伏项目业主的收益固定。光伏开发商的收益不随建筑类型、用户用电电价、燃煤标杆电价的变化而变化，也不随时间的变化而变化。稳定的收益对光伏项目的投融资非常有帮助。

- 2) 节省国家补贴资金。国家补贴资金额居中，低于统购统销模式，但高于固定补贴电价模式。随用户用电电价的提高，国家补贴资金减少，一旦达到平价，就不再需要国家补贴，为国家节省了补贴资金。国家补贴资金由于可以选择各类电力用户，国家的度电补贴资金会高于固定度电补贴水平，各类电力用户的平均用电电价不会是工商业用电电价的 0.9-1.0 元/kWh，而很可能是 0.6 元/kWh。同样要补贴到 1.3 元/kWh，固定度电补贴政策对于工商业建筑补贴额是 0.4 元/kWh，固定光伏电价政策对于各类用户的度电补贴基准则很有可能是 0.6 元/kWh。但是总的补贴资金会节省很多。
- 3) 鼓励光伏项目在所有建筑上的应用。由于是固定光伏电价，所以用户用电电价的高低并不影响光伏项目业主的收益，因此，光伏项目可以选择在任意建筑进行安装。
- 4) 一旦用户的用电电价高于光伏电价，则自动取消对光伏自用电量的国家补贴，不会发生固定度电补贴政策的不合理收益。
- 5) 鼓励任何形式的用电模式和并网模式，能够充分挖掘屋顶光伏系统的发电潜力。由于光伏上网电价固定，与用户的用电电价无关，与自用电的比例无关，不受建筑类型的影响，对任何光伏发电项目都一视同仁。

● 该模式的缺点

- 1) 补贴标准种类多，实施难度大。补贴标准随不同的电力用户而不同（工商业、农业、居民、大工业等等），这种用电电价各

个省又有不同。价格司必须每年公布各个省不同用电户的补贴基准，即不同电力用户白天平均的用电电价，执行起来非常复杂。由于过于复杂，就有可能无法执行！

- 2) 不利于鼓励自发自用。对于光伏开发商来说，自发自用电量 and 并网电量的价值是相同的，有可能更多地选择容易操作的并入电网。
- 3) 电网企业的收益可能受到影响。在该模式下，对于自发自用电量，补贴的基础是用户用电电价，电网企业没有任何盈利的机会和空间；对于并入电网的电量，电网企业以燃煤标杆电价收购，只需投入少量的并网投资、没有输电和线损成本，即以用户电价售出，其利润率显然高于常规电力。电网企业的收益情况主要要看自发自用电量和并入电网电量的比例。

● 该模式的变化

如果对于自发自用电量和并入电网电量的补贴采用不同标准，可有效调节自发自用电量和并入电网电量的比例，在保障全额收购的基础上实现引导分布式发电项目自发自用的作用。变化的方式包括：

- 自发自用电量实施光伏固定上网电价，并入电网电量的固定上网电价为光伏固定上网电价的一定比例，例如 80%或 90%；
- 自发自用电量实施固定上网电价，并入电网电量实施在燃煤标杆电价基础上的固定度电补贴，并网电量的价值低于自发自用电量。

5.1.3 固定补贴电价模式

● 基本特点

国家对所有的光伏发电量都给予固定的电价补贴，自发自用电量
和富余上网电量的补贴标准相同；自发自用电量自行抵扣用户用电量，
富余上网电量由电网企业按照当地脱硫标杆电价进行电费结算。

由于用户用电电价水平远高于燃煤脱硫标杆电价，自发自用电量的
价值远高于富余上网电量的价值。因此，发电商会尽可能自发自用，
以取得更好的项目经济效益。

● 该模式的优点

- 1) 管理程序操作简单易行。由于全部发电量（包括自发自用电
和余量上网电量）的补贴标准相同，补贴标准透明，发电量的
计量、电价结算、补贴资金的发放等程序都简单易行，政
府项目监管和资金发放管理程序简单。
- 2) 现阶段节省国家补贴资金。在该模式下，光伏自发自用电量的
补贴基准是用户用电价，而并网电量享受相同的补贴标准，
所需的国家补贴资金是最少的，远低于统购统销模式，也低
于固定电价、浮动补贴模式。
- 3) 用户电价水平将成为光伏项目收益率的主导因素。由于是在
用户用电电价基础上测算的固定额度补贴，各种用户享受相
同的补贴额度，因此光伏项目收益直接受用户用电电价水平的
影响，工商业建筑上的光伏项目收益最好，公共建筑上的光

伏项目次之，居住建筑和农村建设上的光伏项目的收益最差。在该模式下，光伏开发商就会优先选择工商业建筑，而后公共建筑，然后才是居住建筑和农村建筑。工商业建筑和公共建筑的屋顶情况和用电情况都非常适合光伏项目的开发，如何采用统一补贴标准，势必难以两者兼顾，光伏项目开发商会优先选择在电价高的工商业建筑上建设。如果针对不同用户类型设计不同的补贴标准，则需要按照工商业用户、公共建筑用户、居民用户和农村用户等进行设计。

● 该模式的缺点

- 1) 光伏项目业主可能获得非正常的高利润。随着用户用电电价的逐年提高，光伏项目业主的收益会水涨船高。如果目前电价 1.0 元，加上光伏度电补贴 0.4 元，光伏发电上网电价为 1.4 元；每年电价涨幅为 5%，10 年后用户电价达到 1.5 元，光伏发电上网电价达到 1.9 元/kWh，项目利润将会非常的高。光伏发电项目的收益逐年提高，可是国家一直在补贴，这个政策使得光伏项目业主获得显然不合理。当然，如果用户电价下降，光伏项目的收益也会相应的下降。

5.2 项目开发经营模式

分布式发电项目的主要特点是位于用户附近，所发电能就地利用，项目的规模一般较小。小水电和天然气发电规模在 5 万千瓦以下，其他可再生能源发电规模在 10 兆瓦以下（光伏发电在 6 兆瓦以下）。

目前的项目开发经营模式有三种模式：自开发模式、第三方投资模式、以及发电商和电力用户合作开发模式。

5.2.1 自开发模式

发电项目开发商与电力用户是同一主体，项目管理程序简单，发电商即为电力用户，在各种激励政策模式下都操作简单，与常规的发电商与电网、电力用户与电网的关系没有区别，电力用户和电网的责任和权利都很明确。该模式的优点是发电商和电力用户为同一主体，不存在电费和其他费用支付问题，操作运行较为简单，不存在电网企业担心的第三方投资者的问题，各方的责权明确，管理程序简单，是电网企业支持的运行模式。其缺点是对一般电力用户来说，发电项目开发并非其主营业务，很难实现规模化生产。发电管理成本和管理风险较高。

5.2.2 第三方投资者模式

第三方投资模式是指发电商与电力用户不是同一主体。发电商和电力用户签署互惠协议。电力用户按照优惠的商定价格为发电商提供屋顶、土地等生产要素，发电商独立投资、运营管理发电项目，发出的电力以优于电网的价格供电力用户使用；发电商和电力用户互惠互利。

发电商通常为专业的发电开发商，能够有效提供专业分工水平、提高系统效率、降低发电成本。发电商既售电给电网也供给电力用户，

电力用户仍需从电网购电和提供电能质量、电力安全等方面的服务和保障。

在项目的开发过程中，是否有第三方投资者的售电行为，一直电网企业关注的重点问题，2012 年以前，第三方投资的项目很难得到电网企业的认可，很难并网发电。如何界定项目是否属于自发自用项目还是第三方投资项目，目前还没有明确的定义，对于项目开发公司和电网公司来说，双方的认知有很大的差异，国网公司和南方电网公司对这个问题的认定态度也不同。2012 年国网公司实施分布式可再生能源发电新政后，国网公司对第三方投资问题的关注有所放松。

从规模化发展的角度说，只允许电力用户开发项目不专业、也不现实，鼓励专业发电商的介入对于分布式可再生能源发电的规模化发展是非常必要的。

如果国家实施自发自用电量抵扣用电量，在此基础上的光伏补贴政策，第三投资者需要向用电企业收取电费，这会存在两个方面的问题，一是与用电企业的电费结算问题，可能无法按时收取电费，二是售电合法性问题。

5.2.3 发电商与电力用户合作开发模式

合作开发的方式是多种多样的：

1) 发电商和电力用户建立合资企业。发电量供电力用户使用，按照商定的电价进行项目经济性核算，发电商和电力用户分担项目投资，分享项目收益。

2) 合同能源管理模式，发电商为电力用户提供长期供电节能服务。发电商负责项目的投资、运营和管理，所发电以优惠的价格供电力用户使用，或是通过节能量的价值分享节能成效和受益。从目前的情况看，合同能源管理模式的实施主要是起源与金太阳示范工程，是为了规避《电力法》不允许第三方售电的规定的权宜之计。但是，由于这种方式能够提供有效的专业分工，收到建筑业主和项目开发商的欢迎。从长远看，合同能源管理模式有可能成为一种新的项目开发模式，特别是如果控制能源消费总量指标、单位 GDP 能耗指标等能够落实的企业。

5.3 项目并网模式

分布式发电项目的并网模式有三种：一是全额上网，二是全部自用，三是自发自用为主，余量上网。

项目的并网模式曾经是分布式可再生发电项目的主要瓶颈。受各种因素的制约，很多屋顶光伏发电项目、生物质发电项目都存在并网难的问题。为简化并网管理，电网企业曾经要求屋顶光伏项目要么全部升压并入电网，要么全部自发自用。对于生物质发电、水电、风电等项目，只要能够并网，并网的模式并不重要，因为实施的固定上网电价政策。对于光伏发电项目，则有很大的不同，特别是金太阳工程项目，其激励政策设计的基本思路是鼓励自发自用，按照自发自用进行的补贴标准测算，并网电量的价值要远低于自发自用电量的价值。多数电力负荷都有中断的时间段，例如工业用户的维修期、放假时间、

停产半停产时间, 学校用户的寒暑假时间, 办公室的周末、放假时间。虽然光伏电力的电力输出曲线与负荷曲线基本一致, 光伏电量占用户用电量的比例可能很小, 但如果不能并入电网, 光伏电力必然有弃电的现象, 尤其是考虑 25 年的寿命期, 弃电比例可能会是一个可观的比例。

2012 年国网公司开始实施鼓励可再生发电的并网新政, 明确分布式可再生能源发电项目可以自由选择并网方式, 可以全额上网, 也可以全部自用, 也可以选择自发自用为主、余量上网。国网公司的并网新政是 2012 年可再生能源界最大的利好消息, 对分布式可再生能源发展必将起到积极的促进作用。

南方电网公司对分布式可再生能源并网问题尚未有明确的政策文件。

目前, 三种并网模式的并网管理程序和要求是相同的, 从发电开发商的角度说, 必然选择第三种模式, 自发自用为主、余量上网。但如果电网公司出台分类管理程序, 简化全部上网、全部自用这两者模式的申报管理程序, 也许一些小规模的发电业主会有不同的选择。

6 分布式发电的并网管理问题研究

6.1 分布式发电系统的并网技术特点

6.1.1 光伏发电

光伏发电系统，即将太阳能电池输出的直流电通过功率变换给负载供电或者并入电网输出功率。系统主要包括太阳能电池、功率变换器、变压器、蓄电池，其中太阳能电池、功率变换器是必要的，而变压器、蓄电池是否需要由应用场合的需求决定。

光伏发电系统按电力系统关系分为孤立光伏发电系统和并网光伏发电系统。孤立光伏发电系统通常建立在远离电网的偏远山区或作为野外移动式便携电源，由光伏阵列储能装置、电能变换装置、控制系统和配电设备等组成。并网光伏发电系统像其他类型的发电系统一样，可为电力系统提供有功和无功电能。

与独立运行的太阳能光伏电站相比，并入大电网可以给太阳能光伏发电带来诸多好处，如不必考虑负载供电的稳定性和供电质量的问题；光伏电池可以始终工作在最大功率点处，由大电网来接纳太阳能所发的全部电能，提高了太阳能发电的效率；直接将电能输入电网，可以充分利用光伏阵列所发的电力。

分布式并网光伏发电系统一般容量较小，在几千瓦到几十千瓦。作为典型的可再生能源，由于受到环境温度、太阳光照强度以及天气条件的影响，光伏发电的最大特点就是随机波动性。光伏发电在白天获取能量且功率水平取决于季节和天气情况。典型晴天、多云天日出

力曲线和连续一周出力曲线分别如图 4-1 和 4-2 所示。从图中可以看出，晴朗天气光伏电站出力形状类似正弦半波，非常光滑，出力时间集中在 6 点到 18 点之间，中午时分达到最大，而多云天气由于受到云层遮挡，辐照度数据变化大，导致光伏电站出力短时间波动大。

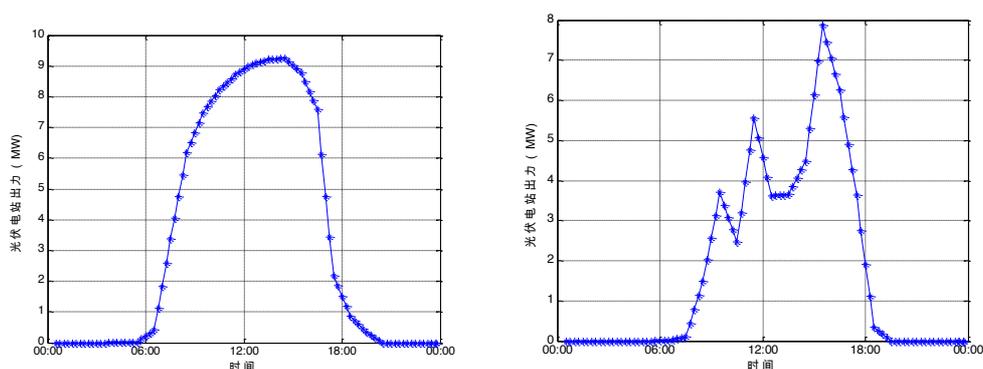


图 6-1 典型晴天和多云天光伏电站出力特性

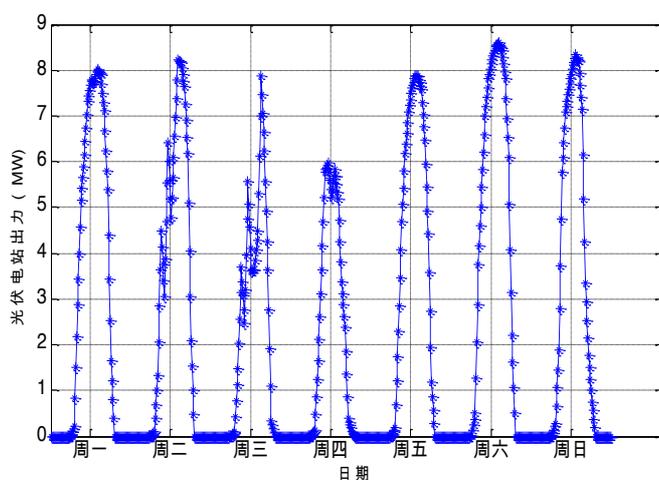


图 6-2 光伏电站一周出力特性

6.1.2 分布式风电

分布式风电是以分布式电源形式分布在配电网中的单个风力发电机组或由此组成的小型风电场，其规模一般在几十千瓦到几十兆瓦之间，不同于直接与输电网连接的大中型风电场(50MW 及以上)。

分布式风电一般按风力发电机组的调节方式和运行方式可分为恒速恒频和变速恒频两种类型。近年来，大规模电力电子技术日趋成熟，变速恒频风力发电系统也成为风力发电的主要选择方向之一。变速恒频机组可以实现转子机械角速度和电网频率的解耦，主要有两种类型，即双馈感应发电机与直接驱动同步发电机。

双馈感应风力发电系统包括绕线式异步电机本体、变频器和控制环节。其定子绕组直接接入电网，转子采用三相对称绕组，经背靠背的 PWM 双向电压源变频器与电网相连，给发电机提供交流励磁，励磁频率即为发电机的转差频率。直驱式同步风力发电系统的风轮机直接与发电机相连，不需要齿轮箱，发电机输出电压的频率随转速变化，通过交-直-交或交-交变频器与电网相联，在电网侧得到频率恒定的电压。若变频器采用具有自换相能力的电压源换流器或经轻型直流输电系统与电网相连，还可实现有功和无功功率的综合控制，进一步改善风电系统的运行性能。

由于风速的随机波动，风电机组出力具有随机性和波动性：第一，切入风速以下无功率输出；第二，在切入风速和最大输出功率之间，风速变化将引起输出功率变化；第三，在暴风条件下，风电机组停机。现在设计的风电机组通常在 $3\sim 4\text{m/s}$ 的切入风速下开始发电，在 $11\sim 14\text{m/s}$ 时开始达到最大输出功率，在 20m/s 时停机，图 4-3 为典型风电机组的标准功率曲线。

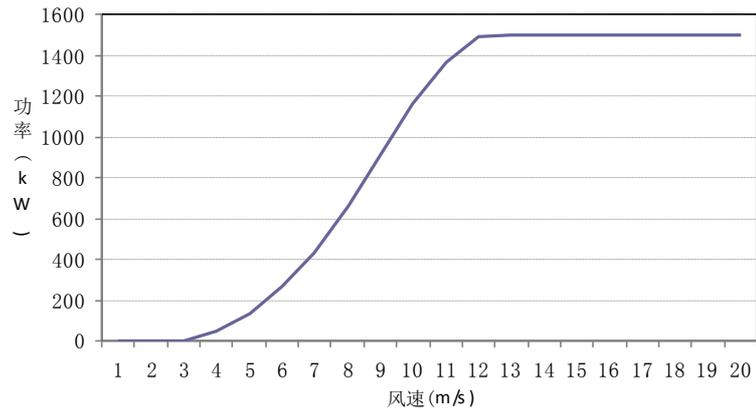


图 6-3 风电机组功率曲线

风电场由多台风电机组组成，风速波动引起风电机组出力变化，进而引起风电场出力变化。一般而言，风电的变化性受其开发范围的影响，例如在多个不同地方开发风电，可以降低所有风电总出力的变化性。风电场间的距离越远，其出力相关性就越小，总出力的变化性就越低。

6.1.3 生物质发电

生物质发电技术主要包括生物质直接燃烧发电、气化发电以及与煤混合燃烧发电等技术。

生物质直接燃烧发电是指把生物质原料送入适合生物质燃烧的特定锅炉中直接燃烧，产生蒸汽，带动蒸汽轮机及发电机发电。已开发应用的生物质锅炉种类较多，如木材锅炉、甘蔗渣锅炉、稻壳锅炉、秸秆锅炉等。我国的生物质锅炉和小型蒸汽轮机技术已基本成熟，但设备规模较小，参数较低，与进口设备相比效率较低。生物质直接燃烧发电技术比较成熟，在大规模生产条件下具有较高的效率。该技术在在我国应用较少。因为它要求生物质资源集中，数量巨大，如果大规

模收集或运输生物质，将提高原料成本，因此该技术比较适于现代化大农场或大型加工厂的废物处理。

生物质气化发电是指生物质在气化炉中气化生成可燃气体，经过净化后驱动内燃机或小型燃气轮机发电。气化炉应对不同种类的生物质原料有较强的适应性。内燃机一般由柴油机或天然气机改造而成，以适应生物质燃气热值较低的要求；燃气轮机要求容量小，适于燃烧高杂质、低热值的生物质燃气。生物质气化发电包括小型气化发电和中型气化发电 2 种模式。小型气化发电采用简单的气化-内燃机发电工艺，发电效率一般在 14%-20%，规模一般小于 3MW。中型气化发电除了采用气化-内燃机发电外，同时增加余热回收和发电系统，气化发电系统的总效率可达到 25%-35%。另外，大规模的气化-燃气轮机联合循环发电系统作为先进的生物质气化发电技术，能耗比常规系统低，总体效率高于 40%，但关键技术尚未成熟，尚处在示范和研究阶段。

生物质混合燃烧发电是指将生物质原料应用于燃煤电厂中，和煤一起作为燃料发电。生物质与煤有 2 种混合燃烧方式：□生物质直接与煤混合燃烧，产生蒸汽，带动蒸汽轮机发电。生物质直接与煤混合燃烧要求较高，并非适应于所有燃煤发电厂，而且生物质与煤直接混合燃烧可能会降低原发电厂的效率。□将生物质在气化炉中气化产生的燃气与煤混合燃烧，产生蒸汽，带动蒸汽轮机发电，即在小型燃煤电厂的基础上增加一套生物质气化设备，将生物质燃气直接通到锅炉中燃烧。这种混合燃烧方式通用性较好，对原燃煤系统影响较小。

总体而言，各类生物质发电技术中，混烧发电技术的投资经济性最好，但它须要附属于已有的燃煤电厂。生物质气化发电技术的发电规模比较灵活，投资较少，适于我国生物质的特点，但是技术还不成熟，须要进一步发展和完善。直接燃烧发电技术成熟，但在小规模应用情况下蒸汽参数难以提高，只有大规模利用才具有较好的经济性。

6.2 分布式发电系统对电网的影响和要求

6.2.1 对电网的影响

(1) 技术方面

1) 对电网规划的影响

配电系统规划的主要任务是根据规划期间网络中空间负荷预测的结果和现有网络的基本状况确定最优的系统建设方案，在满足负荷增长和安全可靠供应电能的前提下，使配电系统的建设和运行费用最小。当大量的分布式电源出现在规划方案中时，大量的随机变化使得系统复杂性大大地增加，主要表现在以下几个方面：

□**增加电力系统的负荷预测的不确定性。**传统的配电网规划一般情况下是按照“负荷预测-电源规划-网络规划”的步骤进行的。在负荷预测的时候，不仅要知道负荷总量预测值，还应该清楚负荷分布和增长的规律。而大量的用户安装分布式电源为其提供电能，必然对整个电力系统的负荷增长模式产生影响，使得配电网规划人员更加难于准确预测负荷的增长情况，从而对配电网规划造成影响。

□**增加配电网规划求解难度。**配电网规划一般考虑 5~20 年，

在此年限内，通常假定电网负荷逐年增长，新的中压、低压节点不断出现，需要增建一个或更多的变电所。由于规划问题的动态属性同其维数密切相关（通常几千个节点需要同时考虑），若再出现许多发电机节点，使得在所有可能的网络结果中寻找最优的网络布置方案（即可以是建造成本、维护成本和电能损耗最小的方案）就更加困难。

□**降低供电设施利用率，影响规划方案的投资回收。**作为架设线路的替代方案，分布式电源能扩大配电网的供电容量。因为分布式电源接入配电网可以延缓或避免配电网投资。但另一方面，若分布式电源接入供电容量充裕的区域或节点则可能导致原有供电容量长期处于备用或闲置状态，降低了供电设施利用率，产生沉没成本，使原规划方案的投资无法按期回收。因此，在考虑分布式电源接入的配电网规划中，应充分发挥发电成本较低的分布式电源在经济上的优势，降低配电网建设与运营成本；而在利用分布式电源对配电网扩容规划中，则应研究分布式电源与现有网络的配合问题及其技术经济评价方法。

2) 对电能质量的影响

分布式电源并网对电网电能质量的影响主要表现在：

□**引起电压波动和闪变。**受环境和气候条件、用户需求、政策法规等因素的影响，分布式电源的启停与投切，其不确定性易造成配电网明显的电压波动和闪变。同时，分布式电源的控制设备和反馈环节的相互作用也会直接或间接引起电压闪变。

□**造成谐波污染。**分布式电源采用基于电力电子技术的逆变器

接入配电网，与传统电网的方式有很大不同，开关器件的频繁开关易产生开关频率附近的谐波分量，对电网造成谐波污染。

□**引起电压偏移**。分布式电源常位于配电网的终端，离负荷较近，输出的无功会使负荷节点处电压升高，甚至超出电压偏移标准。当分布式电源退出运行时，受其影响较大的节点负荷又因缺少电压支撑而遭受低电压等严重电能质量问题，受影响程度的大小与分布式电源的类型、位置和容量有关。

3) 对继电保护的影响

传统的配电网为单电源放射状结构，其保护系统相对较为简单。一般来说，我国配电网系统主要采用速断和过电流两种保护方式。速断保护保护线路的全长，瞬时动作切除故障；过流保护作为线路的后备保护，延时 0.5~1s 动作。考虑电网 80%~90% 的故障为瞬时性故障和不同线路的具体特性，分别采用重合闸前加速和重合闸后加速装置以快速恢复瞬时性故障，提高供电可靠性。分布式电源的引入使得配电系统从单电源辐射式网络变为双端或多端有源网络，对原有的保护系统产生较大的影响，可能引起原有保护的误动或拒动，造成非同期重合闸，降低供电可靠性等。具体而言，可表现在以下方面：

□**分布式电源降低所在线路保护灵敏度或缩小保护范围**。

如果一个分布式电源接在线路某一位置，当线路末端发生短路故障后，它将向故障点送出短路电流，减少了线路保护监测到的故障电流，从而降低了保护的灵敏度。

□**相邻线路故障，分布式电源引起所在线路保护误动作**。

如果故障发生在距离目前较近的部分，由于分布式电源的作用，保护检测到的故障电流值将大于速断保护整定值，而引起误动作，是分布式电源所接线路无故障跳闸。

□分布式电源造成非同期重合闸或故障点重燃。

在辐射式配电网结构下，重合闸在迅速恢复瞬时性故障线路供电时，不会对配电系统产生任何冲击和破坏。当分布式电源接入配电线路后，如果线路因故障跳闸后，分布式电源所形成的电岛保持了功率和电压在额定值附近运行，分布式电源极有可能在重合闸动作时没有跳离线路，这将产生两种潜在的威胁。

a) 非同期重合闸。由于电网电源的失去，电力孤岛很难与电网保持完全同步。在电网电源跳开后至重合闸时的这段时间内，两者之间的相角差可能出现在 $0\sim 360^\circ$ 之间的任何一个位置。出现非同期重合闸时，线路保护将检测到冲击环流。在此电流的作用下，线路保护可能发生误动作，而使重合闸失去了迅速恢复瞬时故障的能力。

b) 故障点电弧重燃。在失去电网电源后，故障点可能由于分布式电源的维持而没有消除。当进行重合闸时，由于电网电源的作用，可能引起故障电流跃变，引起故障点电弧重燃，导致绝缘击穿，进一步扩大事故。

4) 对电网调度的影响

□对发电计划及调度的影响

根据分布式电源的可控性可以将其分为两类，一类是发电功率不可控的，包括风力发电、光伏发电等；另一类是发电功率可控的，主

要指生物质发电。

可控的分布式电源最终都采用与传统火电类似的汽轮机进行发电，相比于风电、太阳能等受自然环境影响显著的分布式电源，其发电功率可调控。从调度的角度来看，可控的分布式电源可以作为负的负荷接入电网，对于发电计划及调度的影响较小。

不可控的分布式电源中所包含的风力发电、光伏发电等受气象环境等因素的影响，具有随机性、波动性、可预测性差的特点。这些分布式电源的输出功率不稳定，会增加接入电网负荷的波动性，因此，不可控的分布式能源都存在预测精度的问题，一定程度上改变了电网的负荷特性，增加了调度的难度。

□对电网备用容量的影响

电网中接入的分布式电源的功率特性与电网负荷波动特性一致时，分布式电源就具备了自然调峰的作用；反之，将会使电网的调峰问题变得更加突出。分布式电源并网后，电网的可用调峰容量减去用于平衡负荷波动的备用容量后，剩余的可用调峰容量就用于分布式电源调峰。如果整个电网用于分布式电源的备用容量有限，无法完全平衡分布式电源的功率波动时，就需要限制分布式电源的渗透率。由于风力发电、光伏发电等分布式电源输出具有随机性，因此，要接入大量分布式电源，必须考虑配备相应容量的备用电源，以便在输出功率波动时平衡发电与负荷需求，保证电网的安全稳定运行。

□对系统稳定性的影响。

分布式电源的并网可能会改变配电网的功率流向和潮流分布，这

是既有电网在规划和设计时未曾考虑的。因此，随着分布式电源注入功率的增加，分布式电源附近局部电网的电压和联络线功率将超出安全运行范围，影响系统的稳定性。随着分布式电源装机容量在系统中所占比例的不断增加，输出的不稳定性对电网的功率冲击效应也不断增大，对系统稳定性的影响就更加明显，严重时将是系统失去动态稳定性，导致整个系统瓦解。

（2）管理方面

□**增加并网管理的复杂性。**分布式电源多分布在用户侧，并网方式多样，如全部上网、并网且上网和并网不上网等。对于全部上网和并网且上网方式，分布式电源均具有电源属性，需进行相应的接网投资建设和配电网改造，并需对不同类型的分布式电源上网电量进行准确计量。对于并网不上网方式，可仅将其作为用户对待，无需电网进行改造。电网需针对不同的情况，分别进行并网管理，相比于传统电源全部上网的并网管理，大大增加了并网管理的工作量。此外，分布式电源建设业主多为光伏组件厂商、能源服务公司等，对电力系统运行技术要求不熟悉，一旦发生供电安全问题，电网企业与分布式电源项目业主存在供电安全责任难以厘清的问题，增加了电网并网管理的复杂性。

□**增加调度管理的复杂性。**当配电系统需要进行实时监视、控制和调节时，由于原配电网是一个无源的放射形电网，信息的采集、开关的操作、能源的调度等相应比较简单。分布式电源的接入使此过程复杂化，需要更新电网自动化系统，增加多种信息，包括监视住处

和控制信息。同时，需要采用通讯技术、GPS 技术、DSP 技术以及电力系统的动态测量和在线检测等多种技术，调度分布式电源，进行各种运行指标分析、计量计费以及运行控制，实现分布式电源系统间以及分布式电源系统与配电网之间的相互协调。

□**增加运行管理难度**。对于在配电网安装分布式电源的用户或独立投资商，他们与维护电网安全和供电质量的配电网公司之间存在一定的冲突。因为大量分布式电源接入将对配电网结构产生重大影响。一系列包括电压调整、无功平衡、继电保护在内的综合性问题将影响系统的运行。为了确保电网的安全与优质运行，必须添置电力电子设备，实施相应的控制策略与调节手段，将分布式电源集成到配电系统。这不但需要改造现有的配电自动化系统，还需将配电网被动管理转变为主动管理。

6.2.2 对电网的要求

电网在关键技术和管理机制两个方面应做出如下调整。

(1) 关键技术

针对分布式电源对电网规划、电能质量、调度运行、继电保护等方面的影响，为满足更大规模的分布式发电技术的接入，电网适应分布式电源接入的关键技术包括以下方面：

□**考虑分布式电源的负荷预测技术**

适应分布式电源接入的配电网负荷预测不仅要考虑对如经济结构及发展趋势、人口密度、负荷性质等因素，还需要更多的考虑气象

条件、自然环境、政策导向等因素，负荷预测的影响因素明显增加。电力负荷预测应该具有自适应性，且应和天气、环境等相关的信息流进行互动结合，这就需要电力负荷预测技术具有更强的智能特性。因此，现阶段所采用的负荷预测方法已经不能客观筛选和确定主要影响因素、模型结构，从而确定最优的负荷预测模型，在建模过程中不确定因素显著增加，因此需要对负荷预测技术的一系列新的理论方法进行研究。

□配电网优化规划技术

开展分布式发电在电力系统中的布点规划和含分布式发电的配电网扩展规划。根据自然资源的分布情况和国家的能源政策确定分布式电源的类型、容量和位置。在此基础上，结合分布式电源接入实际电网的情况，分析分布式电源的最优容量和位置以及配电网的最优扩展方案。

□分布式电源与配电网保护协调技术

考虑逆变器型分布式电源的特殊性，研究不同分布式电源安装位置、容量对配电网保护安装处短路电流的影响，进而分析分布式电源对保护装置灵敏性、选择性等方面影响。根据分布式电源对配电网保护的影响方式，研究现有保护系统的调整方案或新的保护方案，如针对逆变性分布式电源出力变化大导致传统电流保护定值很难整定的问题，研究自适应电流保护等。

□考虑分布式电源的配电网优化运行技术

分布式电源并网后，配电网的结构和运行都发生巨大变化，配电

网潮流计算难度增大，需要研究计及分布式电源影响的潮流计算改进方法，为含分布式电源的配电网优化运行分析提供分析基础。研究含分布式电源的配电网无功优化方法和电压调整策略。研究各类分布式电源的调度特性分析，构建多分布式电源的优化调度策略。建立含分布式电源的配电网优化运行管理平台，并基于理论分析进行验证分析。

□分布式电源信息建模及交互技术

研究风电、光伏发电、生物质发电等分布式电源的信息模型构成以及标准化建模方法；研究分布式电源监控管理和 SCADA/EMS 对信息交互开放性、实时性的要求；建立基于 IEC61850-7-420 的分布式电源监控通信功能规范。构建基于 IEC61970 的分布式电源互操作信息模型。

（2）管理机制

针对分布式电源对并网管理、调度管理、运行管理等方面的影响，为满足更大规模的分布式发电技术的接入，电网适应分布式电源接入的管理机制调整包括以下方面：

□分布式发电项目建设与电网特别是中低压电网的规划建设紧密相关，要把分布式供电发展纳入配电网规划中，以电网规划为主导，统筹规划，降低能源基础设施建设整体成本。

□加强分布式电源管理机制研究，分析分布式电源并网的政策机制及商业运营模式。分析分布式能源的余电上网、接网费用和向电网企业的购电费用及辅助服务机制，明确分布式可再生能源和利用化石燃料的分布式能源所采用并网方式。

□加快制定分布式电源管理办法，依据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国可再生能源法》等法律法规以及有关规程规定，按照优化并网流程、简化并网手续、提高服务效率原则，做好分布式电源并网服务。

6.3 分布式发电并网技术要求

6.3.1 并网技术类型

按照并网技术类型分类，发电机组可分为旋转电机并网类型和逆变器并网类型（也称电力电子装置类型），两者的并网技术特性差异很大，对电网影响也不尽相同。例如，旋转电机类型和逆变器类型发电都可能引起电压越限和电流过载的问题；但是，通过逆变器并网，短路电流通常不会超过额定输出电流的 1.2 倍，一般不会引起短路电流过大问题。旋转电机并网在电网发生故障时短路电流可达到额定电流的 5-10 倍，对电力系统的短路电流水平影响较大。因此，在并网技术规定上，对两者的要求也不同。

针对逆变器类分布式电源，并网技术规定主要针对逆变器低电压闭锁、检有压自动并网功能，使分布式电源并、离网与当地系统备自投、重合闸等有效配合，在系统暂时性故障时保持并网；分布式电源低压并网接入容量较高时（如达到上级配变容量 25%）的反孤岛技术，以及并网点谐波等。

针对旋转电机类型分布式电源在短路电流、运行特性等方面与逆变器类型的差异，相应并网技术规定主要在接入系统方案设计、并网

接线方式、并网点开断故障电流能力、继电保护配置、公网线路自动重合闸设置等方面提出针对性要求。

此外，针对分布式电源接入电压等级不同，相关并网技术规定也有所不同。目前，一般按照接入 10kV 及以上和 380/220V 两类电压等级分别进行说明。

光伏发电和微型燃气轮机属于逆变器并网类型，水电、火电、生物质发电、永磁型风力发电均属于旋转电机并网，双馈型风力发电比较特殊，通过两种方式并网。

表 各种分布式发电技术的并网类型

并网种类	分布式发电技术
逆变器并网	光伏、燃气发电、双馈风力发电
旋转电机并网	水电、火电、生物质发电、永磁型风力发电、地热发电

6.3.2 电能质量

分布式电源接入后，其与公共电网连接（如用户进线开关）处的电压偏差、电压波动和闪变、谐波、三相电压不平衡、间谐波等电能质量指标应满足 GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 24337 等电能质量国家标准要求。

6.3.3 功率控制和电压调节

（1）功率控制

接入 10-35kV 配电网的分布式电源应具有有功功率调节能力，最

大输出功率及功率变化率不应超过电网调度机构的给定值，并能根据电网频率值、电网调度机构指令等信号调节电源的有功功率输出。

(2) 电压调节

接入 380/220V 配电网的分布式电源功率因数应在 0.95(超前)~0.95(滞后) 范围内连续可调。

接入 10-35kV 配电网的分布式电源无功调节按以下规定：

a) 同步发电机类型分布式电源功率因数应在 0.95(超前)~0.95(滞后) 范围内连续可调，并能参与并网点的电压调节。

b) 异步发电机类型分布式电源功率因数应能在 0.98(超前)~0.98(滞后) 范围内动态可调。

c) 逆变器类分布式电源功率因数应能在 0.98(超前)~0.98(滞后) 范围内连续可调。在其无功输出范围内，应具备根据并网点电压水平调节无功输出，参与电网电压调节的能力，其调节方式和参考电压、电压调差率等参数应可由电网调度机构设定。

6.3.4 运行适应性要求

(1) 逆变器类分布式电源

对于接入 10kV 配电网的分布式电源：

逆变器应符合国家、行业相关技术标准，具备低电压闭锁、检有压自动并网功能（推荐采用低于 20%UN、0.2 秒闭锁，检有压 85%UN 自动并网控制参数）。

对于接入 380/220V 配电网的分布式电源：

逆变器应符合国家、行业相关技术标准，具备低电压闭锁、检有压自动并网功能（推荐采用低于 20%UN、0.2 秒闭锁发电，检有压 85%UN 自动并网控制参数）。

（2）旋转电机类分布式电源

对于接入 10kV 配电网的分布式电源：

同步电机类型：并网点开关应配置低周、电压保护装置，具备故障解列及检同期合闸功能，低周保护定值宜整定为 49.75Hz、0.2 秒，低压保护定值宜整定为 80%UN、0.2 秒，过电压保护定值宜整定为 130%UN、0.2 秒。

感应电机类型：并网点开关应配置低压保护装置，具备失压跳闸及检有压合闸功能，失压跳闸定值宜整定为 20%UN、0.2 秒，检有压定值宜整定为 85%UN；与公共电网连接处（如用户进线开关）功率因数应在滞后 0.95~1 之间。

对于接入 380/220V 配电网的分布式电源：

同步电机类型：并网点应具备失步解列及检同期合闸功能，配置低周、低压/过压保护，低周保护定值宜整定为 49.75Hz、0.2 秒，低压保护定值宜整定为 80%UN、0.2 秒，过电压保护定值宜整定为 130%UN、0.2 秒。

感应电机类型：并网点应具备失压跳闸及检有压合闸功能，失压跳闸定值宜整定为 20%UN、0.2 秒，检有压定值宜整定为 85%UN；并网点功率因数应在滞后 0.95~1 之间。

6.3.5 继电保护与安全自动装置

分布式电源的保护应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求，其技术条件应满足 GB/T 14285 和 DL/T 584 的相关要求，装置定值应与电网继电保护和安全自动装置配合整定，防止发生继电保护和安全自动装置的误动、拒动，确保人身、设备和电网安全。

对于接入 10kV 配电网的分布式电源，分布式电源专线方式接入时，专线线路可不设或停用重合闸。

对于接入 380/220V 配电网的分布式电源，分布式电源接入容量超过本台区配变额定容量 25%时，配变低压侧刀熔总开关应改造为低压总开关，并在配变低压母线处装设反孤岛装置；低压总开关应与反孤岛装置间具备操作闭锁功能，母线间有联络时，联络开关也应与反孤岛装置间具备操作闭锁功能。

6.3.6 通信与信息

分布式电源并网运行信息采集及传输应满足《电力二次系统安全防护规定》等相关制度标准要求。接入 10 千伏电压等级的分布式电源应能够实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、分布式电源输送有功、无功功率、发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置遥控装置的分布式电源，应能接收、执行调度端远方控制解/并列、启停和发电功率的指令。接入 220/380 伏电压等级的分布式电源，应具备采集和上传并网点开关状态、发电量等信息功能。

6.3.7 并网检测

(1) 检测要求

接入 380/220V 配电网的分布式电源，应在并网前向电网企业提供由具备相应资质的单位或部门出具的设备检测报告，检测结果应符合相关规定的要求。

接入 10-35kV 配电网的分布式电源，应在并网运行后 6 个月内向电网企业提供运行特性检测报告检测结果应符合相关规定的要求。

分布式电源接入配电网的检测点为电源并网点，应由具有相应资质的单位或部门进行检测，并在检测前将检测方案报所接入电网调度机构备案。

(2) 检测内容

检测应按照国家或有关行业对分布式电源并网运行制定的相关标准或规定进行，应包括但不限于以下内容：

- a) 功率控制和电压调节；
- b) 电能质量；
- c) 运行适应性；
- d) 安全与保护功能；
- e) 启停对电网的影响。

6.4 并网管理制度的设计思路和基本原则

借鉴国外分布式电源并网管理的经验，结合我国分布式光伏发电并网管理实践，我国分布式发电并网管理的思路是：在不打破现有

电力管理体制、兼顾各方利益、充分调动各方积极性的基础上，考虑与现有相关技术标准的衔接，根据并网技术类型、接入电压等级的不同实行分类管理，实现分布式发电的积极、有序、可持续发展。

我国分布式发电并网管理应坚持的基本原则：

分类管理：分布式发电并网应根据装并网技术类型、接入电压等级等实行分类管理。一般来讲可分为两大类，一类为电站装机规模较大、接网电压等级为 35kV，对电网运行较大的，按照传统电源管理，根据电站作为自用电站或供用电站的不同，又可分为公用电站和自备电站两类；另一类电站装机规模较小、接网电压等级较低（主要接入 10kV 和 380V），对电网运行较小的，可简化管理，具体管理要求仍需考虑技术类型。

分类要求：作为全类型分布式发电并网管理制度，应重点考虑各类技术类型分布式发电的建设特性、并网技术特性和运行特性的差异，以及接入电压等级的差异，在并网管理中加以区别对待，分类要求。对于技术类型而言，通常需按照旋转电机并网类型和电力电子装置并网类型进行分类。

分表计量：分布式发电电量、上网电量，购网电量应分表计量。建于用户内部场所的分布式发电项目，发电量可以全部上网、全部自用或自发自用余电上网，由用户自行选择，用户不足电量由电网企业提供。上、下网电量分开结算，电价执行国家相关政策。

各方平等：光伏发电并网管理的主体应是电网企业，根据责权

利对等的原则，电网企业应与电力用户签订并网服务协议，对于采取合同能源管理方式建设的项目，由项目实施单位与用户签订长期协议，电网企业与项目实施单位不存在购售电关系，不签订并网服务协议。

6.5 分布式发电并网服务和管理意见

国家电网公司在颁布实施促进分布式光伏发电并网的一系列政策措施后，目前正在开展分布式发电并网服务和管理意见的研究工作，计划按照优化并网流程、简化并网手续、提高服务效率原则，制定分布式电源并网服务和管理意见。其主要内容如下：

（一）适用范围

1. 分布式电源的定义，是指位于用户附近，所发电能就地利用，以 10 千伏及以下电压等级接入电网，且单个并网点总装机容量不超过 6 兆瓦的发电项目。包括太阳能、天然气、生物质能、风能、地热能、海洋能、资源综合利用发电等类型。

2. 以 10 千伏以上电压等级接入、或以 10 千伏电压等级接入但需升压送出的发电项目，执行现有常规电源相关管理规定。小水电项目按国家有关规定执行。

（二）一般原则

1. 电网企业积极为分布式电源项目接入电网提供便利条件，为接入系统工程建设开辟绿色通道。接入公共电网的分布式电源项目，接入系统工程（含通讯专网）以及接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式电源项目，接入系统工程由项

目业主投资建设，接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设（西部地区接入系统工程仍执行国家现行投资政策）。

2. 分布式电源项目工程设计和施工建设应符合国家相关规定，并网点的电能质量应满足国家相关标准。

3. 建于用户内部场所的分布式电源项目，发电量可以全部上网、全部自用或自发自用余电上网，由用户自行选择，用户不足电量由电网提供。上、下网电量分开结算，电价执行国家相关政策。

4. 分布式光伏发电、风电项目不收取系统备用容量费，其他分布式电源项目执行国家有关政策。

（三）并网服务程序

1. 电网企业为分布式电源项目业主提供并网申请受理服务，协助项目业主填写并网申请表，接收相关支持性文件。

2. 电网企业可为分布式电源项目业主提供接入系统方案制订和咨询服务。并网申请受理后40个工作日内（光伏项目25个工作日内），电网企业负责将10千伏接入项目的接入系统方案确认单、接入电网意见函，或380伏接入项目的接入系统方案确认单告知项目业主。项目业主确认后，根据接入电网意见函开展项目核准和工程设计等工作。380伏接入项目，双方确认的接入系统方案等同于接入电网意见函。

3. 建于用户内部场所且以10千伏接入的分布式电源，项目业主在接入系统工程施工前将初步设计报告提交电网企业，电网企业收到报告后5个工作日内出具答复意见，项目业主根据答复意见开展工程建设等后续工作。

4. 分布式电源项目主体工程和接入系统工程竣工后，电网企业受理项目业主并网验收及并网调试申请，接收相关材料。

5. 电网企业在受理并网验收及并网调试申请后，10个工作日内完成关口电能计量装置安装服务，并与项目业主（或电力用户）签署购售电合同和并网调度协议。合同和协议内容执行国家电力监管委员会和国家工商行政管理总局相关规定。

6. 电网企业在关口电能计量装置安装完成后，10个工作日内组织并网验收及并网调试，向项目业主提供验收意见，调试通过后直接转入并网运行。验收标准按国家有关规定执行。若验收不合格，电网企业向项目业主提出解决方案。

7 分布式发展模式及经营管理的政策建议

7.1 简化项目管理程序，下放项目审批权限

目前分布式发电项目审批管理程序都是套用大型电站的管理程序，程序复杂，操作成本高。对各级能源主管部门来说，分布式发电项目的项目规模小、数量多，项目的前期准备、检查验收、运营管理等都要耗费大量的时间和精力。因此，建议简化管理程序，下放项目审批权限，推动分布式发电的快速发展。

- 分布式发电项目建设实施分级管理。国家能源局主要负责分布式发电综合规划；省级能源主管部门根据各种分布式发电的资源情况和当地用能需求，编制本省分布式发电综合规划，明确分布式发电各重点领域的发展目标、建设规模和总体布局等，报国家能源局备案；市级能源主管部门负责规划实施工作。
- 实施项目备案制，简化程序。对分布式发电项目实施备案管理，项目审批权限下发至地方政府。需申请国家补贴的分布式发电项目，由省能源主管部门报国家能源局备案管理。对无需国家补贴、自发自用、不并网的发电项目，免行政审批。
- 鼓励企业、能源服务公司和包括个人在内的各类电力用户投资建设并经营分布式发电项目。对总装机容量 6MW 以下的

分布式发电项目，豁免发电业务许可。

7.2 激励政策的设计应有利于项目的经营管理

经济性仍然是制约分布式发电大规模应用的主要问题，激励政策的实施对于分布式发电的发展是至关重要的。目前，我国的风电和光伏固定上网电价都是针对大型电站而设计，没有针对分布式风电、光伏的电价政策。分布式发电项目的主要特点是能够实现大多数发电量的就地消纳，没有长距离电力输送的电力损失和投资的增加，如何鼓励分布式发电是政策设计要关注的重点问题。同时，由于分布式发电项目的项目规模小，中小企业非常适合于从事项目的开发，激励政策的设计要特别关注如何适应中小企业的经营管理模式和特点。

为此，建议：

- 实施针对分布式发电量的激励政策，尽量避免实施初始投资补贴的激励政策，确保分布式发电项目的长期正常运行，避免国家投资的浪费。
- 梳理各方面的法律法规，鼓励第三方投资者参与分布式发电项目的开发，鼓励电网公司认可和介绍第三方投资的分布式发电项目，简化并网管理程序。探索电网公司、电力开发商（第三方）、用电企业三方合作的新模式，鼓励电网公司为第三方和用电企业提供电费收缴和结算等服务。
- 尽快出台固定上网电价补贴政策。尽快制定实施合理、适当

的分类固定上网电价补贴政策。鼓励分布式发电以用户端自发自用为主，多余电量并入电网。鼓励自发自用的分布式发电价格政策，给予所有分布式项目发电量（包括自有电量和上网电量）相同的电价补贴，使自有电量的价值远高于上网电量的价值，通过市场运作的方式鼓励分布式电量的自发自用。

- 投融资服务。鼓励国家开发银行、其他商业性银行等金融服务机构为分布式发电项目提供投融资服务，探索小额贷款、项目抵押贷款、股权投资等多种新型投融资产品；鼓励金融机构和地方政府、开发园区等合作探索开发分布式发电项目投融资平台，为中小企业和项目的投资、转让、运行维护提供资金支持。
- 保险服务。鼓励保险公司为分布式发电产业和项目提供保险服务，降低投资者和开发商的风险，吸引更多的投资者进入分布式发电领域。鼓励保险公司针对分布式发电项目建设、投资、运行过程存在的产品质量、系统设计、运行维护等各个环节存在的风险，开发设计有针对性的保险产品，特别是光伏电池、风机等的产品保险，风电场、光伏系统的发电量保险等。

7.3 完善分布式发电并网管理

2012年国网公司公布实施了一系列的分布式光伏并网管理规定，

对分布式光伏项目的发展起到了积极的促进作用。目前，国网公司还在研究设计分布式发电并网服务和管理意见，其他分布式发电项目的发展也是一个非常好的消息。

为进一步完善分布式发电并网管理，建议：

- 研究制定国家分布式发电并网管理办法。在国网公司管理文件的基础上，出台国家的并网管理文件，使南方电网公司、内蒙古电力公司辖区内的分布式发电项目也能够享受到简化便捷的并网服务。
- 研究制定针对特殊分布式发电项目的更简化的管理规定和技术规定。例如，小规模的就地自用项目（不上网），接入 380V 的小型并网项目等。
- 研究制定分布式发电项目的发电许可管理办法。

7.4 电量计量和监督管理

分布式发电以自发自用为主，多余电量上网，电量的走向是双向的，电量的计量和监督管理是推动分布式发电项目规模化应用的一个重要的环节。新能源分布式发电项目，包括光伏、风电、生物质发电项目，尚需国家政策的支持和补贴，电量的正确计量和监督非常关键。为此，建议：

- 能源局会同省级能源主管部门组织建立分布式发电的监测、统计、信息交换和信息公开等体系，可委托电网企业承担有关信息统计工作，分布式发电项目单位应配合提供有关信息。

- 分布式发电投资者要按照分布式发电并网技术标准的要求配合或参与运行维护，保证项目安全可靠运行；要建立健全计量管理制度和统计制度，保证发电量等原始运行记录的完好，并接受能源主管部门及相关部门的监督检查。
- 分布式发电设施并网接入点应按照电能计量装置，满足上网电量的结算需要。电网企业负责对电能计量进行管理。